



**Уральский
федеральный
университет**

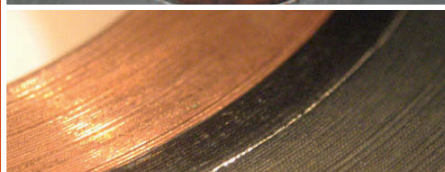
имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина

**Институт новых материалов
и технологий**

**Н. А. БОГАТОВ
А. А. БОГАТОВ
Д. Р. САЛИХЯНОВ**

ЛЕЙНИРОВАННЫЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Учебное пособие



Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

Н. А. Богатов, А. А. Богатов, Д. Р. Салихьянов

ЛЕЙНИРОВАННЫЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов, обучающихся по направлениям
22.03.02, 22.04.02 — Metallургия
и 22.03.01, 22.04.01 — Материаловедение
и технологии материалов

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2017

УДК 621.774(075.8)

ББК 34.748.1я73

Б73

Рецензенты:

кафедра «Машины и технологии обработки материалов давлением»
Южно-Уральского государственного университета (завкафедрой проф.,
д-р техн. наук *В. Г. Шеркунов*);

А. В. Выдрин — д-р техн. наук, проф., начальник отдела технологии про-
изводства труб ОАО «РосНИТИ»

Научный редактор — проф., д-р техн. наук *С. В. Смирнов*

Богатов, Н. А.

Б73 Лейнированные насосно-компрессорные трубы : учебное посо-
бие / Н. А. Богатов, А. А. Богатов, Д. Р. Салихьянов. — Екатеринбург : Изд-во
Урал. ун-та, 2017. — 96 с.

ISBN 978-5-7996-2039-4

В основе книги лежат технологические процессы производства лейнирован-
ных насосно-компрессорных труб, предназначенных для эксплуатации на нефтя-
ных скважинах, осложненных в коррозионном отношении. Указанные трубы яв-
ляются разновидностью слоистых композиционных труб, применение которых
позволит многократно повысить эксплуатационный ресурс внутрискважинного
оборудования. Последовательно описаны отличительные особенности техноло-
гии изготовления лейнированных насосно-компрессорных труб.

Предназначено для студентов (бакалавров и магистрантов) и аспирантов, обу-
чающихся по направлениям 22.03.02; 22.04.02 — Металлургия и 22.03.01; 22.04.01 —
Материаловедение и технологии материалов.

Библиогр.: 41 назв. Табл. 20. Рис. 49.

УДК 621.774(075.8)

ББК 34.748.1я73

ISBN 978-5-7996-2039-4

© Уральский федеральный
университет, 2017

Оглавление

Введение	5
ГЛАВА 1. Условия эксплуатации насосно-компрессорных труб в современных условиях нефтедобычи	7
ГЛАВА 2. Сведения о производстве насосно-компрессорных труб	14
2.1. Производство бесшовных труб	14
2.2. Производство сварных труб	16
2.3. Сортамент и требования нормативно-технической документации	17
2.4. Финишные операции изготовления и контроля качества насосно-компрессорных труб.....	23
ГЛАВА 3. Технологические схемы изготовления лейнированных насосно-компрессорных труб	26
3.1. Сопоставление эксплуатационного ресурса лейнированных труб с трубами традиционного исполнения.....	26
3.2. Требования к изготовлению лейнированных насосно-компрессорных труб.....	28
3.3. Технологические схемы изготовления лейнированных насосно-компрессорных труб.....	32
ГЛАВА 4. Повышение точности внутреннего канала насосно-компрессорных труб способом раздачи на оправке	40
4.1. Особенности формоизменения при раздаче на оправке	40
4.2. Точность труб и оценка эффективности калибрования на оправке.....	52
4.3. Оптимальная форма оправки для калибрования внутреннего канала труб	57

ГЛАВА 5. Изготовление лейнированных насосно-компрессорных труб способом совместной раздачи на оправке	68
5.1. Особенности формоизменения при совместной деформации насосно-компрессорной трубы и лайнера	68
5.2. Результаты экспериментального исследования производства и эксплуатации в промысловых условиях лейнированных насосно-компрессорных труб.....	87
Заключение	90
Список библиографических ссылок	91

Введение

В России ежегодно добывается более 500 млн т нефти, эксплуатируется 150 тыс. добывающих нефтяных скважин. Эксплуатационный фонд насосно-компрессорных труб (НКТ) в нефтяной промышленности России составляет 3,5 млн т. Трубная промышленность России и поставки труб по импорту ежегодно предоставляют нефтегазовому комплексу 430–450 тыс. т НКТ, в том числе нефтяным компаниям 350 тыс. т. На укомплектование вновь построенных нефтяных скважин требуется 120–130 тыс. т, остальные 220–230 тыс. т используются на замену изношенных. Как показывает практика, долговечность НКТ зависит от условий эксплуатации, выбора материала труб и способа защиты нефтедобывающего оборудования.

Следует отметить, что в условиях осложненной добычи нефти из-за интенсивного воздействия агрессивных сред в совокупности с эксплуатационными нагрузками среди прочего вида внутрискважинного оборудования наиболее расходуемым являются НКТ. Выход из строя труб несет в себе как прямые потери, связанные с ремонтом или заменой труб на новые, так и косвенные, связанные с простоем скважин.

В целях сохранения металлофонда и повышения срока службы НКТ требуются новые инновационные способы повышения их эксплуатационных характеристик. В мировой практике нашли широкое применение биметаллические и композиционные материалы взамен монометаллических. За счет использования двух разнородных материалов удается более полно удовлетворить всем выдвигаемым требованиям по механической прочности и коррозионной стойкости труб.

Применительно к нефтедобывающей отрасли использование биметаллических или композиционных труб позволяет использовать углеродистую сталь, имеющую невысокое сопротивление коррозионному разрушению, в качестве основы, а дорогостоящую коррозионно-стойкую сталь в качестве внутреннего плакирующего слоя. В результате

срок эксплуатации многократно увеличивается при незначительном увеличении стоимости труб. Получение слоистых композиционных труб возможно несколькими принципиально разными путями: формовка и продольная сварка биметаллического листа, жидкостная диффузионная сварка по поверхностям разделов, сварка взрывом, центробежное литье труб, горячее изостатическое прессование и т. д., в том числе и лейнирование, которое заключается в совместной раздаче внутренней коррозионно-стойкой вставки и внешней трубы. В нефтегазодобывающей отрасли имеется положительный опыт испытаний опытно-промышленных партий труб из слоистых композиционных материалов в береговых (on-shore) и морских (off-shore) нефтяных скважинах. Такие трубы преимущественно изготавливают совместной гидравлической раздачей на гидропрессах.

В настоящем учебном пособии изложены варианты технологического процесса изготовления лейнированных насосно-компрессорных труб, рассмотрены достоинства и недостатки, проведено аналитическое сопоставление технологических схем.

ГЛАВА 1.

Условия эксплуатации насосно-компрессорных труб в современных условиях нефтедобычи

В мировой практике условия добычи нефти претерпели существенные изменения — за последние несколько десятков лет разработка нефтяных скважин была сопряжена со значительными трудностями. Освоение новых месторождений для нефтедобычи смещается все в более труднодоступные регионы с неблагоприятными горно-геологическими и природно-климатическими условиями для всех видов работ (бурение, обустройство и эксплуатация скважин), а также не имеющими ни производственной, ни социальной инфраструктуры.

Нефтедобыча в обустроенных и давно освоенных регионах затруднена. Большинство скважин в России, открытых 30–50 лет назад, находится на завершающей стадии освоения, которая характеризуется сокращением дебита скважин, высокой обводненностью добываемого флюида и усилением, как следствие, коррозионного воздействия на внутрискважинное оборудование (ВСО).

Рентабельность нефтебизнеса во многом определяется совокупными затратами на приобретение, обслуживание, поддержание в рабочем состоянии и ремонт ВСО. Среди глубинно-насосного оборудования (насосные штанги (НШ), штанговые глубинные насосы (ШГН), установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)) наиболее уязвимыми являются насосно-компрессорные трубы, которые занимают значительную долю ВСО как в весовом, так и в стоимостном выражении. Это подтверждается большим количеством работ, посвященных анализу коррозионного разрушения НКТ и поиску их оптимальной защиты от коррозионного воздействия [1–7]. В качестве примера

можно привести результаты анализа причин отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО) на 301–303 залежах нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Лениногорскнефть», которые показали, что доля отказов по причине выхода из строя НКТ является преобладающей и составляет 61 % среди общего количества отказов (рис. 1) [8].

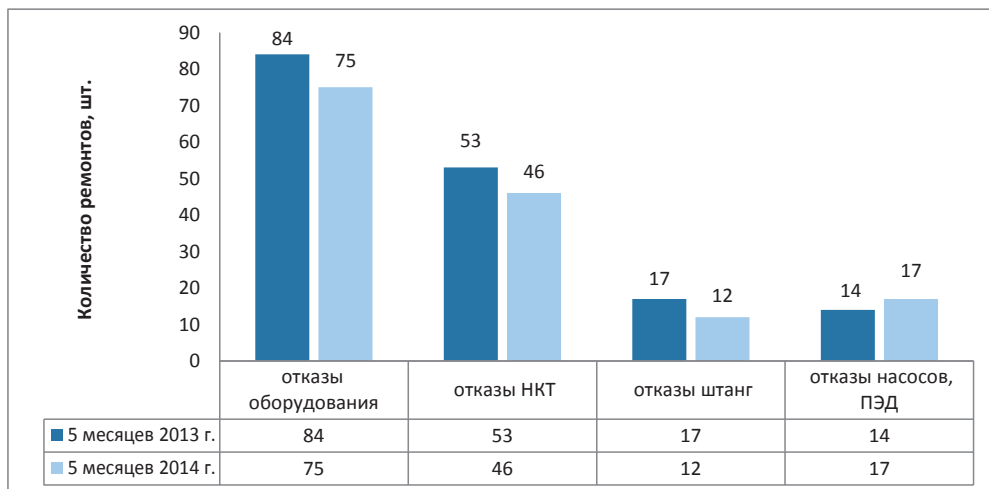


Рис. 1. Ремонты на скважинах залежей 301–303 за 5 месяцев 2013 и 2014 гг.

К факторам, влияющим на коррозионную стойкость сталей НКТ, относят:

- 1) качество металла трубы (химический состав, содержание и состав неметаллических включений, структура стали, состояние поверхности);
- 2) содержание агрессивных компонентов — углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), ионов хлора (Cl) и кислорода (O_2);
- 3) зараженность объекта сульфат-восстанавливающими и тионовыми бактериями;
- 4) обводненность скважины;
- 5) напряженно-деформированное состояние НКТ в подвеске ВСО;
- 6) гидродинамические условия транспортирования ЖС;
- 7) интенсивность гидроабразивного износа НКТ;
- 8) температура в скважине;
- 9) водородный показатель рН среды.

В зависимости от преобладания тех или иных факторов насосно-компрессорные трубы могут выходить из строя по различным при-

чинам: коррозионное отверстие в НКТ; трещина в теле НКТ; износ НКТ истиранием; износ и утечки по резьбе. Однако наиболее опасными причинами разрушения металла труб являются: образование язв, питтингов вследствие углекислотной коррозии; хрупкое разрушение металла (обрыв колонны НКТ) вследствие сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением [9–10]. Типичный вид коррозионного разрушения труб представлен на рис. 2, на котором видны язвенные поражения отдельных участков внутренней поверхности труб.



Рис. 2. Коррозионное разрушение насосно-компрессорных труб

Для различных регионов России характерно свое сочетание групп факторов, вызывающих интенсивную коррозию ВСО, и доля скважин, осложненных коррозией. Например, для месторождений Западной Сибири и Европейской части России характерно высокое содержание углекислого газа CO_2 и сероводорода H_2S . Следует отметить, что даже незначительное изменение в перечисленных факторах может привести к существенному росту скорости коррозии [1].

В условиях осложненной добычи средняя наработка на отказ НКТ оказывается в несколько раз ниже нормативного срока службы труб. Как показывает практика нефтедобычи, на отдельных месторождениях отмечены случаи образования сквозных язвенных отверстий в НКТ из стали 30Г2 в течение двух месяцев, а из сталей типа 30ХМА — в течение четырех месяцев эксплуатации в условиях повышенного содержания CO_2 [4]. В среднем нормативный срок службы НКТ в условиях повышенной коррозионной активности составляет менее 1,5 лет, что не удовлетворяет требованиям потребителей [11]. Исследование коррозионной стойкости трех наиболее применяемых групп сталей для изготовления НКТ показало, что марганцовистые стали (30Г2, 35Г2С и др.) подвержены сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН) и углекислотной коррозии, хромомолибденовые (30ХМА, 26ХМФА и др.) — углекислотной коррозии. Добавка 12–14 % хрома переводит сталь в категорию «нержавеющих», способствуя снижению скорости углекислотной коррозии в десятки раз (см. рис. 3). Однако следует отметить, что нержавеющие стали (20Х13) остаются подверженными СКРН, при этом чем выше прочностные характеристики нержавеющей стали, тем она более подвержена СКРН [3].

Выход из строя труб сопровождается значительными потерями, а необходимость восстановления их работоспособности связана с неизбежными затратами материальных и финансовых ресурсов. По этой причине проблема повышения эксплуатационного ресурса насосно-компрессорных труб является одной из самых актуальных в нефтедобывающей отрасли.

Существует несколько направлений повышения эксплуатационного ресурса НКТ. К числу наиболее применяемых в нефтебизнесе относятся: применение ингибиторов коррозии, защитных покрытий, коррозионно-стойких материалов и технологии ремонта НКТ [5, 10, 12, 13]. Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки, и чаще всего для защиты оборудования применяются одновременно несколько способов. Применение и эффективность ингибирования зачастую ограничены температурой, давлением и гидродинамическими условиями добычи в скважине. При использовании защитных покрытий существует риск его отслоения и проявления локальной коррозии. Несмотря на высокие антикоррозионные свойства стеклопластиковых труб, их применение также ограничено температурой эксплуатации и давлением из-за их низкого сопротивления ползучести. Кроме того, внедрению стекло-

пластиковых труб препятствуют проблемы в области соединения и отсутствие нормативной базы их применения, а в условиях высоких давлений и температур их применение и вовсе запрещено [13].

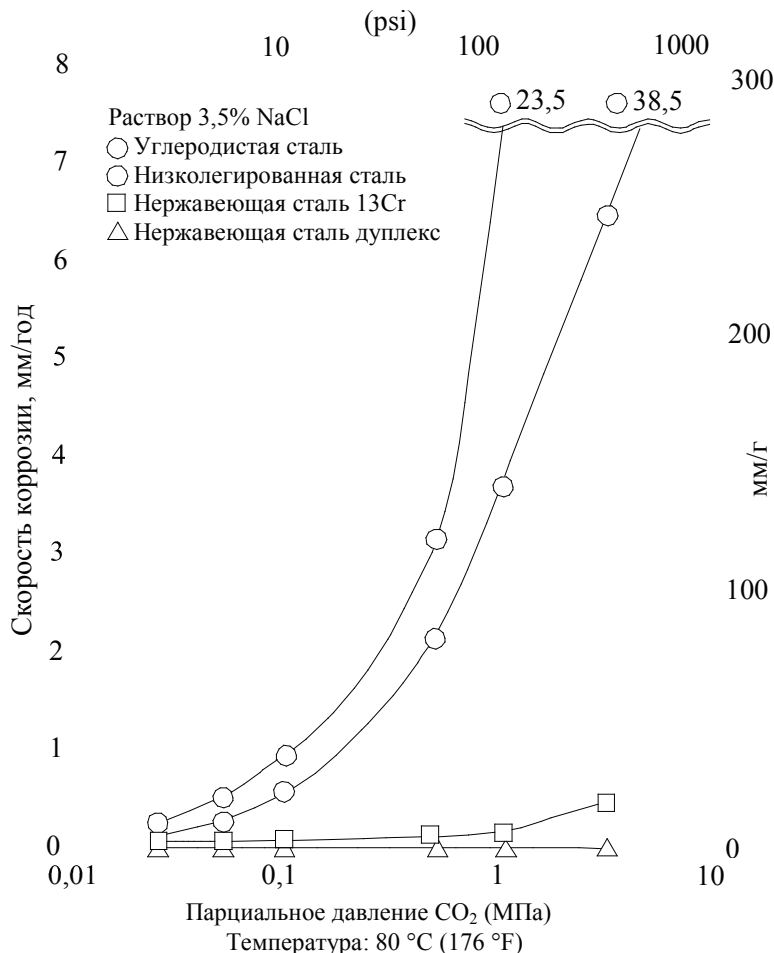


Рис. 3. Скорость коррозии трубных сталей в коррозионно-агрессивных средах [3]

Большое количество работ [13–16] посвящено оптимизации выбора коррозионно-стойких марок стали и сплавов (corrosion resistant alloys, CRA) для неблагоприятных условий добычи нефти. Показана высокая эффективность применения в качестве материала труб мартенситных и аустенитных нержавеющей сталей с содержанием хрома не менее 13%, сталей с высоким содержанием никеля и хрома, никелевых сплавов, а также ферритных сталей с содержанием хрома 22–25 %

(стали AISI-410, 13Cr, 22Cr, сплавы 28, 825, 625, 2550 и C276). С целью рационального выбора стали для конкретных условий нефтедобычи определены границы применения каждой марки коррозионно-стойкой стали в зависимости от температуры, содержания углекислого газа и сероводорода, и на их основе разработаны номограммы выбора сталей в графической форме [14]. Однако из-за высокой стоимости этих сталей их применение не всегда экономически целесообразно.

Одним из способов увеличения срока службы НКТ следует считать технологии ремонта НКТ и повторный их ввод в эксплуатацию. Для этого нефтяными и нефтегазовыми компаниями созданы сервисные службы. Трубы с недопустимой глубиной дефектов (25–30 % от номинальной толщины стенки) направляются в нефтесервисную компанию на ремонт, который обычно состоит из следующих операций:

- приемка труб и сопроводительной документации;
- свинчивание муфт и отрезка концов труб с резьбой;
- мойка НКТ в воде при температуре 65–80 °С, насыщенной моющими средствами;
- осмотр и сортировка труб по типоразмерам ($D \times S \times L$) и качеству — пригодные или не пригодные для ремонта по существующей технологии;
- шаблонирование концевых участков труб;
- неразрушающий контроль НКТ;
- вырезка дефектных участков труб;
- нанесение антикоррозионного покрытия на наружную и внутреннюю поверхность труб;
- нарезание резьбы, контроль качества резьбы;
- навинчивание новых муфт НКТ;
- гидравлическое испытание;
- шаблонирование труб по всей длине;
- замер длин и маркировка труб;
- консервация и упаковка;
- складирование и отгрузка труб потребителю.

Ремонт труб экономически целесообразен в том случае, если ее длина после вырезки дефектных участков будет не менее 5,5 м. Основными недостатками существующей технологии ремонта являются большие отходы металла и пониженный срок службы отремонтированных НКТ по сравнению с новыми, т. к. дефекты и язвы коррозионного происхождения, образовавшиеся во время первого срока эксплуатации,

интенсифицируют коррозионные процессы и сокращают срок службы НКТ при повторной эксплуатации. В связи с этим отремонтированные НКТ имеют более низкий эксплуатационный ресурс по сравнению с новыми НКТ.

Одним из прогрессивных способов увеличения эксплуатационного ресурса труб является использование труб из слоистых композиционных материалов (СКМ) и лейнированных труб. Слоистые композиционные и лейнированные трубы представляют собой биметаллические трубы, у которых в качестве наружной оболочки выступают трубы из обычной углеродистой или низколегированной стали, а в качестве внутренней используются тонкостенные трубы (лейнеры) из коррозионно-стойких сталей. Чаще всего лейнированные трубы получают совместной гидрораздачей. К достоинствам лейнированных труб относится возможность подбора комбинации материалов, один из которых (наружная труба) выполняет функцию обеспечения прочности (несущей способности) трубы, а второй (внутренняя труба) — функцию защиты от коррозии. В монометаллическом исполнении обеспечение этих функций в полной мере невозможно, даже если трубы изготавливаются из дорогостоящих высоколегированных марок стали.

В нефтегазодобывающей отрасли имеется положительный опыт испытаний опытно-промышленных партий труб из слоистых композиционных материалов в береговых (Нидерланды, Северная Америка, Индонезия) и морских (Северное море, Индийский океан, Новая Зеландия, Мексиканский залив (США), Аляска (США), Норвегия, Великобритания, Филиппины, Малайзия) нефтяных скважинах. Положительный опыт использования лейнированных труб в агрессивных условиях также имеют такие предприятия, как Ltd Kawasaki Heavy Industries (Япония), при тесном сотрудничестве NAM (Нидерланды), Shell Oil (США) и Ltd Kuroki Tube & Pipe Co (Япония) [13, 18]. В некоторых случаях отмечено увеличение срока службы слоистых труб по сравнению с монометаллическими более чем в 6 раз [17]. Основной проблемой при производстве лейнированных труб является проблема обеспечения герметичности межтрубного зазора и надежного сцепления слоев друг с другом. При лейнировании труб гидравлической раздачей эти недостатки неизменно проявляются — трубы при эксплуатации быстро корродируют из-за недостаточной герметичности межтрубного зазора и проникновения флюида во внутреннюю поверхность внешней трубы.

ГЛАВА 2.

Сведения о производстве насосно-компрессорных труб

2.1. Производство бесшовных труб

На современных трубопрокатных агрегатах (ТПА) с непрерывным станом производят бесшовные трубы диаметром от 16 до 426 мм с толщиной стенки 2,0–25 мм из углеродистых, низко- и высоколегированных сталей. Производство бесшовных насосно-компрессорных труб (НКТ) в России осуществляется на станах ТПА-80 (ПАО «Синарский трубный завод») и ТПА 30–102 (ОАО «Первоуральский новотрубный завод»). На ТПА изготавливают трубы из углеродистых и легированных марок сталей диаметром 28–108 мм и толщиной стенки 2,8–13 мм. Одним из наиболее часто выполняемых заказов является изготовление НКТ с размерами 73×5,5 мм.

Технологический процесс производства труб на ТПА с непрерывным станом состоит из следующих основных операций: подготовка непрерывно-литой или ковальной заготовки к прокатке; нагрев заготовки; прошивка заготовки и получение гильзы; прокатка гильзы и получение «черновой» трубы на непрерывном стане; извлечение оправки из «черновой» трубы; обрезка разлохмаченного конца трубы; подогрев трубы перед редуцированием или калибровкой; прокатка трубы на редуциционно-растяжном или калибровочном стане; горячая или холодная резка трубы; охлаждение и отделка трубы [19–21].

Заготовка для труб в виде катаных или непрерывно-литых штанг диаметром 120 или 150 мм поставляется в цех, где она проходит входной контроль. Пакеты взвешиваются на весах, после чего заготовки поштучно подаются на загрузочный рольганг секционных печей

(ТПА 30-102) либо на загрузочный стол печей с шагающим подом (ТПА-80). После нагрева до 1200–1250 °С заготовки поступают на резку заготовок на ножницах горячей резки. На ТПА-80 непрерывно-литая заготовка диаметром 150–156 мм подвергается обжатию на трехвалковом стане винтовой прокатки до диаметра 120 мм. Далее заготовки подают в приемный желоб двухвалкового прошивного стана винтовой прокатки для прошивки в толстостенную гильзу. После прокатки гильза поступает на входную сторону непрерывного стана.

Непрерывный стан предназначен для продольной прокатки толстостенных гильз в тонкостенную трубу на длинной цилиндрической оправке в девяти или восьми последовательно расположенных двухвалковых клетях. В процессе прокатки на непрерывном стане происходит формирование трубы с заданной толщиной стенки. Основным принцип построения технологического процесса на ТПА с непрерывным станом заключается в изготовлении «черновых» труб с наружным диаметром 115 мм (ТПА 30-102) или 89 мм (ТПА-80). Получение же труб требуемого диаметра обеспечивается редуцированием или калиброванием. Прошитая гильза и длинная оправка, предварительно подвергнутая охлаждению и смазке, подаются в приемный желоб непрерывного стана.

После прокатки на непрерывном стане труба с оправкой транспортируется к извлекателю оправок, затем к дисковой пиле, где отрезается задний разлохмаченный конец трубы. Для повышения и выравнивания температуры по длине и сечению трубы перед редуцированием или калиброванием она подвергается нагреву в индукционных печах. Редукционные станы предназначены для получения бесшовных труб с заданным диаметром в диапазоне значений от 28 до 73 мм. Трубы диаметром более 73 мм получают прокаткой на калибровочном стане, горячекатаные трубы на ТПА 30–102 разрезают летучей пилой, а на ТПА-80 трубы разрезают пилой в холодном состоянии. После горячей прокатки трубы передают на охлаждающий стол и затем на поточные линии отделки.

Отделка труб включает операции, целью которых является придание годным трубам товарного вида и исключения из них труб, не соответствующих требованиям нормативной технической документации. Отделка труб осуществляется на поточных линиях и включает следующие операции: правка труб в холодном состоянии на косовалковых правильных станах; приборный контроль качества труб; торцовка труб; продувка; ремонт поверхности (при необходимости).

Насосно-компрессорные трубы подвергают финишной отделке: высадка концов труб; термическая обработка (закалка и отпуск); шаблонирование концов труб; нарезание резьбы на концах труб; контроль качества резьбы; навертка муфт; гидроиспытание труб.

2.2. Производство сварных труб

Для производства НКТ в качестве заготовки могут быть использованы сварные прямошовные трубы. К преимуществам прямошовных труб следует отнести низкое содержание вредных примесей (P, S), неметаллических включений и меньшую разностенность трубы. Прямошовные трубы диаметром от 48 до 168 мм обычно производят из горячекатаной рулонной стали на трубосварочных агрегатах (ТЭСА) с непрерывным формовочным станом, который, как правило, имеет три участка [22–24]:

- участок подготовки заготовки к формовке и сварке;
- участок деформации полосы в трубную заготовку с последующей сваркой ее кромок одним из способов сварки;
- участок отделки электросварной трубы в линии ТЭСА.

Раскрой рулонной стали и обработка кромок полосы производится на агрегате продольной резки (АПР). При резке необходимо получить расчетную геометрию полосы, а также исключить наличие на них заусенцев, рисок и загрязнений, вызывающих дефекты сварки. Размотка калиброванной заготовки на малых ТЭСА с непрерывным формовочным станом производится при помощи разматывателя, откуда заготовка поступает на листопрямильную машину для правки. После правки производится обрезка переднего и заднего концов штрипса на АПР с целью удаления неровных концов и получения качественного сварного шва при стыковке рулонов. Для обеспечения высокого качества продольного сварного шва трубы и для получения минимальных отклонений от расчетной ширины полосы осуществляется обработка кромок полосы. Во время стыковки концов штрипса и удаления графта с поперечного шва необходимо иметь определенный запас штрипса в накопителе, обеспечивающий непрерывный процесс формовки и сварки трубы с заданной скоростью.

После выполнения подготовительных операций полоса формуется в трубу на станах непрерывной валковой и (или) роликовой формовки.

На формовочном стане последовательно выполняются операции: подгибка кромок полосы; формовка средней части профиля и кромок полосы; обжатие (редуцирование) заготовки в закрытых калибрах с направляющей шайбой. В сварочном узле, установленном непосредственно за трубоформовочным станом, кромки трубной заготовки нагреваются и сдавливаются встык, образуя сварное соединение. Удаление наружного и внутреннего грата осуществляется гратоснимателями, расположенными после сварочной клетки. В состав современных ТЭСА также включаются установки для локальной термообработки сварного шва с системой воздушного или водовоздушного охлаждения трубы. В дальнейшем охлажденная труба поступает на калибровочный стан для калибровки сварных труб по диаметру, а после этого на станы горячего или холодного редуцирования труб для придания заготовке необходимого диаметра и толщины стенки. Правка труб осуществляется после разрезки их на мерные длины на косовалковой трубоправильной машине.

2.3. Сортамент и требования нормативно-технической документации

ОАО «Первоуральский новотрубный завод», ПАО «Синарский трубный завод» и ОАО «Волгореченский трубный завод» являются крупными производителями насосно-компрессорных труб, качество которых соответствует требованиям отечественных и зарубежных стандартов:

- ГОСТ 633–80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия;
- ГОСТ Р 52203–2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия;
- API 5CT. Технические условия на обсадные и насосно-компрессорные трубы (6-е издание).

В зависимости от требований заказчика НКТ могут изготавливаться в коррозионно-стойком (сероводородостойком и углекислотостойком), хладостойком исполнениях, с усовершенствованным узлом уплотнения, высокогерметичные с высаженными наружу концами, термообработанные с увеличенным ресурсом эксплуатации, высокопрочные из сталей 07X3ГНМЮА и 08X2Г2Ф и др. по действующим на предприятии техническим условиям.

Основными нормативными документами для выпуска насосно-компрессорных труб являются ГОСТ 633—80, API 5CT (насосно-компрессорные трубы и трубы с высаженными наружу концами).

ГОСТ 633—80 распространяется на стальные бесшовные насосно-компрессорные трубы гладкие, с высаженными наружу концами, гладкие высокогерметичные, а также безмуфтовые трубы с высаженными наружу концами, применяемые для эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Стандарт предусматривает изготовление труб по точности и качеству двух исполнений — А и Б. Сортамент труб и группы прочности представлены в табл. 1. Трубы исполнения А изготавливаются длиной 10 м. Предельные отклонения по длине трубы составляют $\pm 5\%$. Трубы исполнения Б изготавливаются двух групп длин — от 5,5 до 8,5 м и от 8,5 до 10,0 м.

Таблица 1

Сортамент и группы прочности труб

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб			
		гладкая	с высаженными наружу концами — В	гладкая высокогерметичная — НКМ	безмуфтовая с высаженными наружу концами — НКБ
27	3,0	—	ДКЕ	—	—
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
42	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
48	4,0	ДКЕ	ДКЕ	—	—
60	5,0	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	8,0	—	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Предельные отклонения по наружному диаметру труб устанавливаются следующие. Для труб исполнения А с условными диаметрами до 102 мм отклонение составляет $\pm 0,8$ мм, для труб с диаметром, равным 114 мм, отклонение составляет $\pm 0,9$ мм. Для труб исполнения Б с условными диаметрами от 27 до 48 мм допустимые отклонения составляют от $-0,2$ до $0,8$ мм, для труб с условными диаметрами

от 60 до 89 мм допустимые отклонения составляют от $-0,5$ до $1,0$ мм, а для труб с условными диаметрами от 102 до 114 мм допустимые отклонения составляют от $-0,5$ до $1,2$ мм. Предельные отклонения по толщине стенки труб составляют $12,5\%$.

В соответствии со стандартом насосно-компрессорные трубы должны удовлетворять следующим техническим требованиям. На наружной и внутренней поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Допускается вырубка и зачистка указанных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускается. Допускаются отдельные незначительные забоины, вмятины, риски, тонкий слой окарины и другие дефекты, обусловленные способом производства, если они не выводят толщину стенки за пределы минусовых отклонений.

Массовая доля серы и фосфора в стали не должна быть более $0,045\%$ каждого. Химический состав некоторых марок сталей представлен в табл. 2.

Таблица 2

Химический состав марок сталей

Химический состав (% , максимум)										
марка стали	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	S	P	Cu	N
45	0,42–0,45	0,17–0,37	0,50–0,80	0,25	0,30	—	—	—	—	0,008
30ХГСА	0,28–0,34	0,90–1,20	0,80–1,10	0,80–1,10	0,30	—	0,025	0,025	—	—
30ХМА	0,26–0,33	0,17–0,37	0,40–0,70	0,80–1,10	0,30	0,15–0,25	0,025	0,025	0,30	—

Группы прочности сталей, из которых изготавливаются трубы, приведены в табл. 3.

Трубы должны выдерживать испытание на сплющивание и испытание внутренним гидравлическим давлением. Величина гидравлического давления (p), МПа, вычисляется по формуле

$$p = \frac{2sR}{D},$$

где s — номинальная толщина стенки, мм; D — номинальный наружный диаметр трубы, мм; R — допускаемое напряжение, МПа, принимаемое равным $0,8\sigma_{r.min}$.

Таблица 3

Нормы механических свойств

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали группы прочности						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	Исполнение						
	А	Б					
Временное сопротивление σ_b , не менее, МПа	655	638	687	689	758	823	1000
Минимальное значение предела текучести σ_t , МПа	379	373	491	552	654	724	930
Максимальное значение предела текучести σ_t , МПа	552	—	—	758	862	921	1137
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

НКТ, изготавливаемые в соответствии с техническими условиями Американского нефтяного института API Spec 5CT, имеют следующие группы прочности: J55, N80, L80, C90, T95, P110; наружные диаметры, мм: 60,3; 73,03; 88,9; 101,6; 114,3. Сортамент труб, изготавливаемых по стандарту API 5 CT, представлен в табл. 4. Трубы группы R1 изготавливаются длиной 6,10–7,32 м, трубы группы R2–8,53–9,75 м.

Таблица 4

Сортамент труб

Наружный диаметр, дюйм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
2 3/8	60,33	4,24
	60,33	4,83
	60,33	6,45
	60,33	7,49
	60,33	8,53
2 7/8	73,03	5,51
	73,03	7,01
	73,03	7,82
	73,03	8,64
	73,03	9,96
	73,03	11,18

Окончание табл. 4

Наружный диаметр, дюйм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
3 1/2	88,90	5,49
	88,90	6,45
	88,90	7,34
	88,90	9,52
	88,90	10,92
	88,90	12,09
	88,90	13,46
4	101,60	5,74
	101,60	6,65
	101,60	8,38
	101,60	10,54
	101,60	12,70
	101,60	15,49
4 1/2	114,30	6,88
	114,30	8,56
	114,30	9,65
	114,30	10,92
	114,30	12,70
	114,30	14,22
	114,30	16,00

Механические свойства труб для разных групп прочности указаны в табл. 5. В отличие от отечественного стандарта по стандарту API 5 СТ к металлу труб предъявляются требования по химическому составу сталей; механическим свойствам при растяжении (относительное удлинение, предел текучести); испытания на ударную вязкость по Шарпи; твердость и разброс значений по твердости; прокаливаемость; размер зерна; состояние поверхности (для некоторых групп прочности не допустимо наличие окалины); электросварные трубы подвергаются испытанию на сплющивание; для некоторых групп прочности предусмотрены испытания на сульфидное растрескивание под напряжением. Содержание вредных примесей (P, S) в трубной стали ниже, чем в отечественном стандарте, и составляет 0,3 %.

Для труб с наружным диаметром менее 114,3 мм предельные отклонения по наружному диаметру составляют $\pm 0,79$ мм, а для труб с наружным диаметром, равным и больше 114,3 мм, предельные отклоне-

ния составляют от $-0,5$ до $1,0\%$ от наружного диаметра. Предельные отклонения по толщине стенки трубы составляют $12,5\%$.

Таблица 5

Механические свойства

Группа прочности	Предел текучести, МПа		Максимальная твердость		Полное растяжение базовой длины при нагрузке, %	Предел прочности, МПа	Дополнительное отклонение твердости HRC
	min	max	HRC	HBW/HBS			
J-55	379	552	—	—	0,5	517	—
N-80	552	758	—	—	0,5	689	—
N-80 Q	552	758	—	—	0,5	689	—
L-80 1	552	655	23	241	0,5	655	—
C-90 1	621	724	25,4	255	0,5	689	3,0
T-95 1	655	758	25,4	255	0,5	724	3,0
P110	758	965	—	—	0,6	862	—

Анализ научно-технической документации на изготовление НКТ [25–27] показывает, что в отечественных стандартах не предусмотрены требования по сопротивлению коррозионному разрушению, что не стимулирует отечественных производителей совершенствовать качество металлопродукции. В зарубежной практике нефтедобычи вопросам стойкости НКТ в агрессивных средах уделяется большее внимание — в условиях осложненной добычи нефти уже нашли широкое применение НКТ из разных групп нержавеющей сталей и коррозионно-стойких сплавов (CRA).

Отечественные нефтяные компании перенимают опыт зарубежных фирм, однако отечественная трубная промышленность пока не может предложить НКТ из нержавеющей сталей. В России не только нет производства НКТ в особо коррозионно-стойком исполнении, но нет даже и нормативно-технической документации на ее изготовление. В сложившейся ситуации нефтяные компании РФ вынуждены закупать НКТ из нержавеющей сталей по импорту. В 2013 году вынужденная закупка труб из нержавеющей сталей составила 9600 т. Цена труб в особо стойком коррозионном исполнении составляла 200–250 тыс. руб. за 1 т труб.

2.4. Финишные операции изготовления и контроля качества насосно-компрессорных труб

Для производства труб нефтяного сортамента горячекатаные трубы-заготовки подвергаются операциям финишной отделки, которые осуществляются в специализированных центрах, как, например, Финишный центр ОАО «Первоуральский новотрубный завод». Общий объем выпускаемых труб в финишном центре ОАО «ПНТЗ» составляет 115 тыс. т в год, в том числе 80 тыс. т термообработанных.

Трубы-заготовки поставляются в цех железнодорожным транспортом на склад заготовки. Со склада трубы в зависимости от их назначения направляются на участок высадки, в термоотдел или на линию контроля труб. На площадях Финишного центра размещаются следующие участки и линии:

- линия высадки концов труб;
- термоотдел с участком водоподготовки;
- линия контроля качества труб;
- линия отделки насосно-компрессорных и обсадных труб;
- автоматическая линия изготовления муфт;
- участок термодиффузионного цинкования муфт.

На участке высадки обрабатываются насосно-компрессорные трубы. Трубы пакетами задаются в загрузочный карман, оборудованный устройством поштучной выдачи на линию высадки концов труб.

Для получения высокопрочных, хладостойких и коррозионно-стойких насосно-компрессорных труб гладкие трубы-заготовки и трубы с высаженными концами передаются на участок термообработки.

Перемещение труб в печи осуществляется с помощью шагающих балок, предусматривающих поворот и вращение труб, что гарантирует их равномерный нагрев и прямолинейность. Температура нагрева труб под закалку (нормализацию) составляет 800–950 °С. Выдержка в печи производится для выравнивания температуры по сечению тела трубы.

Из закалочной печи трубы по выходному рольгангу подаются на установку гидросбива окалины. Система гидросбива окалины, состоящая из кольцевых распылительных сопел, осуществляет удаление окалины с наружной поверхности труб водой под давлением до 20 МПа. Далее трубы передаются на закалку.

По окончании операции заковки трубы рольгангом передаются на установку для принудительного удаления воды из труб, а затем к ленточной пиле для отбора проб на прокаливаемость металла. Отбор проб производится на трубах, сдаваемых по стандарту API, после чего трубы вновь возвращаются в поток.

Далее трубы по рольгангу подаются в печь для отпуска. Насосно-компрессорные трубы с высаженными концами группы прочности D, подвергаемые нормализации, охлаждаются на воздухе и передаются через закалочное устройство по рольгангу без охлаждения водой.

Трубы, подвергаемые отпуску, с помощью внутреннего загрузочного рольганга и вталкивателя после позиционирования подаются на шагающие балки отпускной печи. Температура нагрева труб в отпускной печи — 400–700 °С, продолжительность технологической выдержки до 60 минут.

После выхода из отпускной печи трубы подаются на трубоправильную машину, которая позволяет осуществлять теплую правку труб при температурах до 600 °С. Кривизна трубы после правки должна быть менее 0,8 мм/п. м и общая кривизна не более 1/2000 длины трубы.

После правки и лазерного контроля диаметра трубы подаются на холодильник для окончательного охлаждения. За холодильником предусмотрена установка для удаления окалины из внутренней полости трубы.

Далее трубы подаются на контроль твердости. Отбор проб для механических испытаний производится на выборочных трубах, поступающих к ленточной пиле по рольгангу, после чего трубы снова вводятся в поток.

По результатам контроля твердости трубы либо признаются годными и формируются в пакеты, а после увязки передаются на промежуточный склад, либо на повторную термообработку.

После получения положительных результатов испытаний трубы подаются на загрузочное устройство участка неразрушающего контроля, где осуществляется контроль наружного диаметра, марки стали, выявления поперечных и (или) продольных дефектов, с контролем толщины стенки и выявления расслоения металла. После операции неразрушающего контроля годные термообработанные нефтегазопроводные трубы передаются для отправки на дальнейшую обработку. С промежуточного склада или с участка контроля годные термообработанные трубы поступают на линию отделки и сдачи насосно-компрессорных

и обсадных труб. Трубы укладываются на загрузочное устройство, а затем поштучно направляются на операцию шаблонирования тела трубы. Прошедшие шаблонирование трубы поступают на нарезку резьбы на одном из концов трубы на трубонарезных станках, затем выполняется контроль резьбы, при необходимости проводится зачистка поверхности резьбы. Далее трубы при необходимости подаются на магнитопорошковый контроль концов труб.

Забракованные трубы поступают на ленточнопильные станки, где производится отрезка дефектных концов труб, после чего трубы возвращаются на повторную нарезку.

Затем на поверхность резьбы наносится уплотнительная смазка и осуществляется предварительная навертка муфт и затем силовая довертка на муфтонаверточном станке.

После навертки муфты труба передается на контроль внутреннего диаметра трубы в месте соединения «труба-муфта» на установку шаблонирования короткой оправкой. Годные трубы поступают на промывку внутренней полости, а затем на операцию гидроиспытания. Гидроиспытание труб проводится под давлением до 150 МПа. Годные трубы передаются на операцию нарезки резьбы на втором конце трубы, а не прошедшие испытание трубы выводятся из потока. После нарезки резьбы на втором конце трубы проводится операция механической очистки поверхности резьбы и визуальный контроль резьбы.

Далее трубы при необходимости подаются на магнитопорошковый контроль концов труб. Забракованные трубы направляются на ленточнопильные станки, где производится отрезка дефектных концов труб, после чего трубы возвращаются на повторную нарезку.

На годные трубы накручиваются предохранительные детали: кольца и ниппеля, после чего трубы поступают на операцию нанесения консервационного покрытия труб. Окрашенные трубы поштучно взвешиваются, измеряются по длине и клеймятся. Окрашенные, маркированные трубы формируются в пакеты. Готовые пакеты труб снабжаются ярлыком и передаются на склад для последующей отгрузки потребителям.

ГЛАВА 3.

Технологические схемы изготовления лейнированных насосно- компрессорных труб

3.1. Сопоставление эксплуатационного ресурса лейнированных труб с трубами традиционного исполнения

Эксплуатационный ресурс новых насосно-компрессорных труб определяется, с одной стороны, глубиной допускаемых дефектов в теле трубы, а с другой — скоростью коррозионных процессов. Глубина допускаемых дефектов устанавливается нормативной документацией (правилами эксплуатации насосно-компрессорных труб), утвержденной на каждом предприятии. С учетом локального характера образования дефектов на внутренней поверхности НКТ допустимый износ ее стенки, как правило, не превышает 25–30 %. После превышения максимально допустимой глубины дефектов бывшие в употреблении насосно-компрессорные трубы (БУ НКТ) направляются в цех ремонта для вырезки дефектных участков. Для наиболее часто используемого типоразмера НКТ 73×5,5 допустимая глубина образования дефектов составляет 1,9 мм. Зона поражения дефектами новых НКТ представлена на рис. 4, а.

При лейнировании насосно-компрессорных труб тонкостенными вставками из коррозионно-стойкой стали (лейнерами) эксплуатационный ресурс увеличивается за счет повышения сопротивления коррозионному разрушению, а также за счет возможности увеличения максимально допустимой глубины дефектов. Для типоразмера 73×5,5 лейнированных труб допустимая глубина дефектов может быть увеличена до 3,4 мм (т. е. до 65–70 % от номинальной толщины стенки),

исходя из их повышенной эксплуатационной надежности. С учетом толщины стенки лайнера, равной 1,5 мм, длина коррозионного пути будет составлять 4,9 мм.

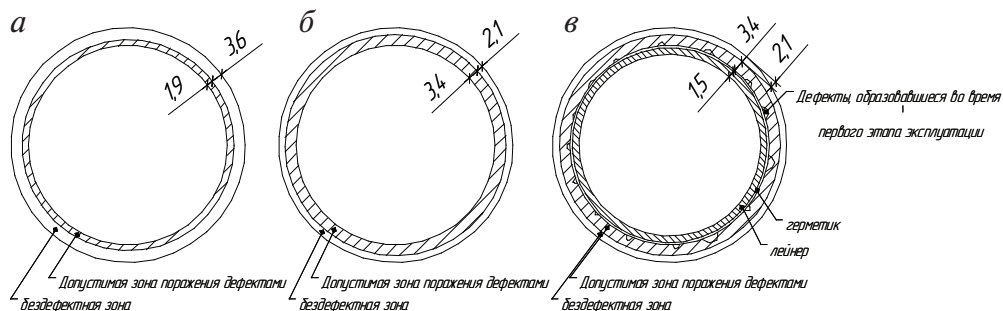


Рис. 4. Допустимый износ стенки новых и лейнированных НКТ типоразмера 73×5,5:

а — для новых НКТ; *б* — для новых НКТ, направляемых на лейнирование,
в — для лейнированных НКТ

Наиболее высоким суммарным эксплуатационным ресурсом будут обладать БУ НКТ, используемые в качестве заготовки для лейнирования. Допустимая глубина дефектов также может быть увеличена до 65–70 % от номинальной толщины стенки, благодаря повышенной эксплуатационной надежности. В этом случае трубы, отработавшие первоначальный эксплуатационный ресурс на первом этапе эксплуатации и имеющие глубину дефектов до 65–70 %, направляются на лейнирование (рис. 4, б). С внутренней поверхности НКТ БУ продукты коррозии удаляются обработкой дробью, после чего коррозионные изъязвления заполняются герметиком. Помимо функции предотвращения возобновления коррозионных процессов на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы герметик также обеспечивает исключение контакта НКТ и лайнера и повышение прочности их сцепления.

На втором этапе эксплуатации коррозионные процессы начинают снова на внутренней поверхности коррозионно-стойкого лайнера. За лайнером находится слой герметика, оказывающий сопротивление проникновению агрессивных сред к поверхности НКТ. В случае возникновения коррозионных процессов на внутренней поверхности НКТ износ будет происходить как в случае с новой НКТ, при этом допустимая глубина дефектов также будет увеличена до 65–70 % (рис. 4, в).

Таким образом долговечность лейнированных НКТ определяется временем образования дефектов, глубина которых составляет (для НКТ 73×5,5): для первого этапа эксплуатации — 3,4 мм; для второго этапа эксплуатации, после лейнирования, — 3,4 мм, а с учетом толщины лейнера — 4,9 мм. Суммарный допускаемый износ на первом и втором этапе составляет 8,3 мм. В реальной практике применения лейнированных НКТ следует принять во внимание многократное снижение скорости коррозии за счет металла лейнера, обладающего повышенным сопротивлением коррозии.

На основании изложенного можно сделать вывод, что продолжительность общего эксплуатационного ресурса лейнированных НКТ будет в 4 раза выше аналогичного показателя новых НКТ, без учета более высокой коррозионной стойкости лейнера воздействию коррозии по сравнению с НКТ.

3.2. Требования к изготовлению лейнированных насосно-компрессорных труб

При совместной деформации БУ НКТ и лейнера необходимо обеспечивать, с одной стороны, наибольшее количество лейнированных насосно-компрессорных труб (ЛНКТ), укладываемых в допуски стандарта, и, с другой стороны, наименьшую степень деформации лейнера, чтобы избежать разрушения лейнера по сварному шву. Однако, как показал выполненный статистический анализ, поступающие на ремонт БУ НКТ имеют значительный разброс значений внутреннего диаметра. Кроме того, при сборке необходимо обеспечивать минимальный односторонний зазор (δ) между НКТ и лейнером, равный 1,5–2 мм. Исходя из вышеперечисленного необходима разработка количественных критериев минимальной и максимальной деформации раздачи труб.

Одним из главных условий получения ЛНКТ является обеспечение прочного соединения НКТ и лейнера при совместной раздаче. При лейнировании соединение труб обеспечивается за счет сжимающих напряжений в граничной зоне. Чтобы обеспечить прочное соединение НКТ и лейнера, необходимо решить задачу поиска минимальной степени раздачи ε_{\min} . На рис. 5 приведена схема совместной деформации

ции НКТ и лайнера на оправке по аналогии с графическими схемами, приведенными в работах [28–30]. На схеме изображена зависимость изменения тангенциальных напряжений $\sigma_{\theta\theta}$, возникающих в материале лайнера и НКТ, от степени деформации.

Стадии:

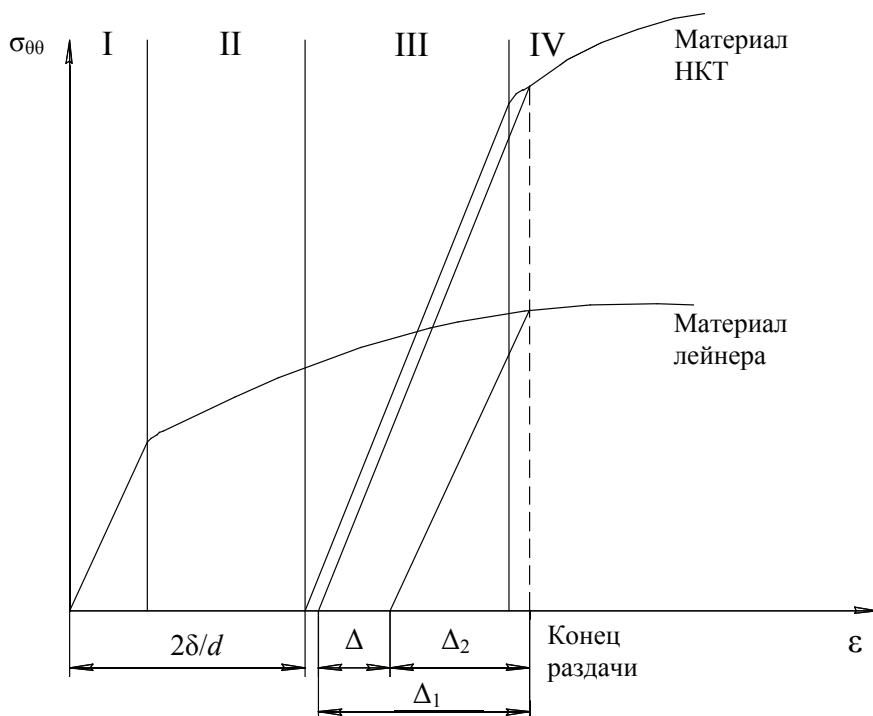


Рис. 5. Схема совместной деформации НКТ и лайнера:

2δ — исходный межтрубный зазор; $\sigma_{\theta\theta}$ — тангенциальное напряжение, возникающее в трубах при раздаче; Δ_1 — усадка НКТ; Δ_2 — усадка лайнера; Δ — величина натяга

Отличительной особенностью лейнирования от других процессов обработки давлением СКМ является очередность упругопластической деформации разнородных материалов. Процесс лейнирования можно условно разбить на 4 стадии. Сборная труба подвергается раздаче на оправке, при этом на I стадии происходит упругая деформация только лайнера; при переходе материала лайнера в пластическую деформацию начинается II стадия, которая продолжается до тех пор, пока наружная поверхность лайнера не соприкоснется с внутренней поверхностью НКТ; на III стадии начинается совместная деформация

материалов — продолжается пластическая деформация и упрочнение лейнера и возникает упругая деформация НКТ; IV стадия характеризуется совместной пластической деформацией обеих труб. После прекращения воздействия инструмента происходит разгрузка, выражаемая величинами усадки Δ_1 и Δ_2 . Образовавшаяся величина натяга Δ характеризует величину сжимающих тангенциальных напряжений $\sigma_{\theta\theta}$ на границе лейнера и НКТ.

Процесс раздачи целесообразно прекратить в момент начала пластической деформации НКТ. Это является необходимым и достаточным условием получения прочного соединения труб. Исходя из этого условия следует разрабатывать конструкцию и размеры оправок для лейнирования. Для расчета количественного критерия был выполнен расчет степени деформации сдвига Λ при раздаче НКТ. Известно, что для большинства материалов для перехода в пластическое состояние необходимо обеспечить $\varepsilon_u > 0,002$ или $\Lambda > 0,0012$. Для процесса раздачи трубы на оправке степень деформации сдвига имеет следующий вид [31]:

$$\Lambda = 2\sqrt{\bar{\varepsilon}_{rr}^2 + \bar{\varepsilon}_{rr} \cdot \bar{\varepsilon}_{\theta\theta} + \bar{\varepsilon}_{\theta\theta}^2},$$

или

$$\Lambda = 2\sqrt{\ln^2 \frac{d_1}{d_0} + \ln \frac{d_1}{d_0} \cdot \ln \frac{s_1}{s_0} + \ln^2 \frac{s_1}{s_0}},$$

где $\frac{s_1}{s_0} = f\left(\frac{d_1}{d_0}, \alpha, \mu\right)$ — функция, найденная из решения задачи иссле-

дования формоизменения НКТ при раздаче; α — угол образующей конической части оправки; μ — коэффициент трения по Кулону; d_0 — исходный внутренний диаметр НКТ; d_1 — конечный внутренний диаметр НКТ; s_0 — исходная толщина стенки НКТ; s_1 — конечная толщина стенки НКТ.

Вторым важным условием ограничения величины раздачи лейнера является проверка разрушения его сварного соединения. В наиболее неблагоприятных условиях находятся лейнеры, которые подвергаются пластической деформации еще до соприкосновения с внутренней поверхностью НКТ. Поскольку НКТ подвергается незначительной пластической деформации, то необходимо прежде всего проверять материал лейнера на возможность зарождения микроразрушения. Проверку предложено выполнять по формуле [32, 33]:

$$\omega = \left(\frac{\Lambda}{\Lambda_p} \right)^a,$$

где Λ — степень деформации сдвига; Λ_p — пластичность металла; a — коэффициент, характеризующий интенсивность накопления поврежденности металла.

Ввиду сложного стадийного характера деформации лейнера расчет степени деформации сдвига предложено выполнять по упрощенной формуле

$$\Lambda = 2 \ln \frac{D_{\text{НКТ}} - 2S_{\text{НКТ}} + 0,2}{D_{\text{л}}},$$

где $D_{\text{НКТ}}$ — наружный диаметр НКТ; $S_{\text{НКТ}}$ — толщина стенки НКТ; $D_{\text{л}}$ — наружный диаметр лейнера; 0,2 — толщина слоя герметика. Для установленного режима деформации расчет степени деформации можно представить в виде

$$\Lambda = 2 \ln \frac{D_{\text{НКТ}}^{\max} - 2S_{\text{НКТ}}^{\min} + 0,2}{D_{\text{л}}^{\min}}.$$

Пластичность металла Λ_p определяется по формуле

$$\Lambda_p = \chi \cdot \exp\left(\lambda \frac{\sigma}{T}\right),$$

где χ и λ — константы марки стали лейнера; $\frac{\sigma}{T} = 0,58$ — показатель напряженного состояния.

Для стали 12Х18Н10Т и коэффициента Лоде $\mu_\sigma = -1$: $\chi = 4,44$, $\lambda = -0,418$; для коэффициента Лоде $\mu_\sigma = 0$: $\chi = 2,45$, $\lambda = -0,419$.

Коэффициент интенсивности накопления поврежденности металла a определяется по формуле

$$a = a_0^{1+b \cdot \sigma/T},$$

где a_0 , b — эмпирические коэффициенты, $a_0 = 1,63$, $b = 0,238$.

Критическое значение поврежденности металла $\omega^* = 0,65$ устанавливается из условия образования микрополостей, размер которых превышает средний размер зерна.

Третьим важным условием получения ЛНКТ является обеспечение размеров ЛНКТ в поле допусков по действующим стандартам. При раздаче внутренний диаметр ЛНКТ полностью определяется диаме-

тром калибрующего пояска оправки, а наружный диаметр неизбежно увеличивается, поэтому необходима проверка условия обеспечения наружного диаметра ЛНКТ в поле допуска действующего стандарта.

3.3. Технологические схемы изготовления лейнированных насосно-компрессорных труб

Одной из начальных операций в технологии лейнирования насосно-компрессорных труб является операция сборки НКТ и лейнера. Используемые в качестве одного из исходных материалов НКТ относятся к категории горячекатаных труб с соответствующим им уровнем точности внутреннего диаметра. Колебания размеров НКТ в пределах ГОСТ определяют возможность сборки НКТ и лейнера, размеры, а также прочностные и эксплуатационные характеристики лейнированной трубы. В зависимости от исходных размеров НКТ осуществляется подбор труб, используемых в качестве лейнера, например, по ГОСТ 11068–81.

Анализ размеров труб для типоразмера $73 \times 5,5$ мм показал отклонения внутреннего диаметра в пределах 60,2–63,9 мм. Требования стандартов (ГОСТ 11068–81) на сварную трубу из коррозионно-стойкой стали (лейнер) для номинального размера $57 \times 1,5$ мм допускают отклонения размеров по наружному диаметру от 56,43 до 57,57 мм. Так как суммарное поле допуска наружного диаметра лейнера равно 0,1 мм, то можно принять допущение, что наружный диаметр лейнера равен 57 мм. Тогда при сборке лейнера и НКТ БУ кольцевой зазор 2δ между наружной поверхностью лейнера и внутренней поверхностью НКТ составит 3,2–6,9 мм.

Большой разброс значений внутреннего диаметра НКТ приводит к следующим проблемам. Деформация лейнера при раздаче будет находиться в пределах от 6 до 12 %, что накладывает особые требования к пластичности лейнера при раздаче. Из условия расчета микроповрежденности ω и технологического испытания на раздачу (ГОСТ 8694–75. Трубы. Метод испытания на раздачу. М. : Издательство стандартов, 1976. — 6 с.) предельная степень деформации лейнера при раздаче не должна превышать 6–10 % (для каждой марки стали свое значение), в противном случае при совместной раздаче возможно разруше-

ние лейнера по сварному шву. Следующей проблемой является относительное удлинение лейнера при совместной деформации, которое может изменяться в пределах от 2,8 до 7,4 % вследствие разной степени деформации лейнера. Это обстоятельство связано с увеличением расходного коэффициента дорогостоящего коррозионно-стойкого металла лейнера. Третья проблема связана с обеспечением попадания ЛНКТ в допуски стандарта. Межтрубный зазор 2δ изменяется в пределах 3,2–6,9 мм, поэтому диаметр оправки для лейнирования должен обеспечивать соединение 100 % всех труб, поступающих на лейнирование, т. е. обеспечивать соединение труб с межтрубным зазором 2δ , равным 6,9 мм. Тогда при последующей совместной раздаче часть НКТ превысит допуски стандарта по наружному диаметру. Кроме того, неоднородное деформированное состояние лейнера оказывает влияние на механические свойства лейнированных НКТ.

Техническое решение проблемы возможно несколькими способами:

— Сортировка и разбиение всех НКТ на несколько групп в зависимости от размеров их внутренних диаметров. При этом для каждой группы подбирается свой типоразмер лейнера и диаметр калибрующего пояска оправки для лейнирования. Благодаря такому решению удастся решить проблему превышения максимально допустимой степени деформации лейнера, однако появляется проблема с подбором подходящего лейнера в связи с необходимостью обеспечения минимально допустимого межтрубного зазора 2δ для сборки труб. Кроме того, остаются нерешенными проблемы минимизации разброса значений относительного удлинения и превышения наружного диаметра по ГОСТ.

— Вторым возможным решением может являться применение предварительно спрофилированного лейнера перед сборкой так, чтобы межтрубный зазор был близок к нулю при раздаче лейнера. Для НКТ типоразмера $73 \times 5,5$ мм возможно уменьшение межтрубного зазора 2δ до 0–3,7 мм. Исследование и разработка профилированной формы лейнера выполнены графоаналитическим методом в программном пакете КОМПАС-3D, используемым для решения конструкторских задач. Лейнер $60 \times 1,5$ мм путем профилирования предлагается выполнить четырех-, шести-, восьми- или двенадцатигранным профилем в поперечном сечении так, чтобы односторонний межтрубный зазор δ между НКТ и лейнером был 2 или 3 мм. Это обеспечивает свободное введение лейнера в НКТ при сборке. В дальнейшем лейнер раздается оправкой специальной формы вплоть до полного контакта наружной

поверхности лейнера и внутренней поверхности НКТ. При распрямлении профиля лейнера практически отсутствует опасность его разрушения по шву при раздаче.

Профили лейнеров представлены на рис. 6–9.

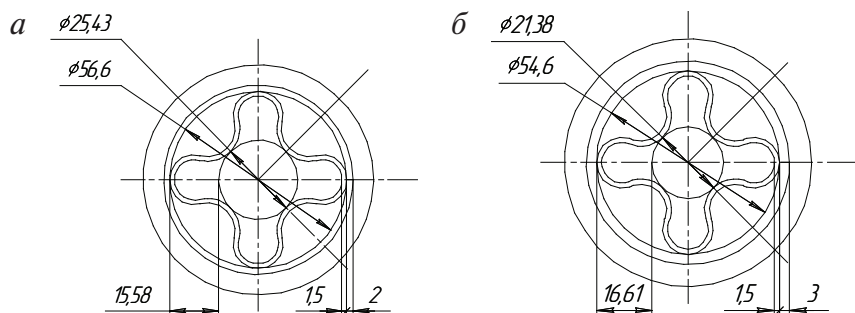


Рис. 6. Профили крестообразных лейнеров:

а — зазор 2 мм, *б* — зазор 3 мм

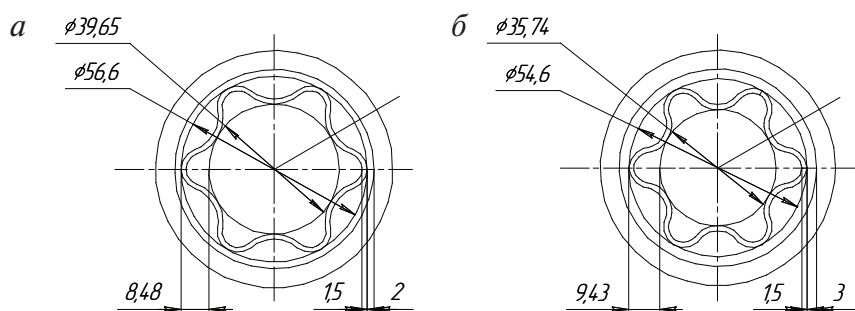


Рис. 7. Профили шестигранных лейнеров:

а — зазор 2 мм, *б* — зазор 3 мм

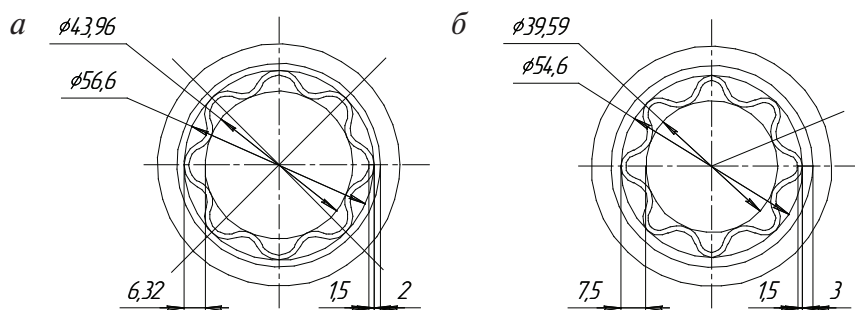


Рис. 8. Профили восьмигранных лейнеров:

а — зазор 2 мм, *б* — зазор 3 мм

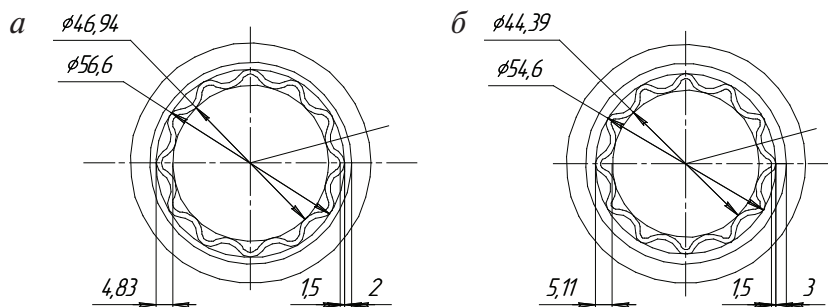


Рис. 9. Профили двенадцатигранных лейнеров:

а — зазор 2 мм, б — зазор 3 мм

По итогам расчета формы профилей лейнеров был построен график зависимости разницы между диаметром описанной и вписанной окружности от формы лейнера и величины межтрубного зазора δ (рис. 10).

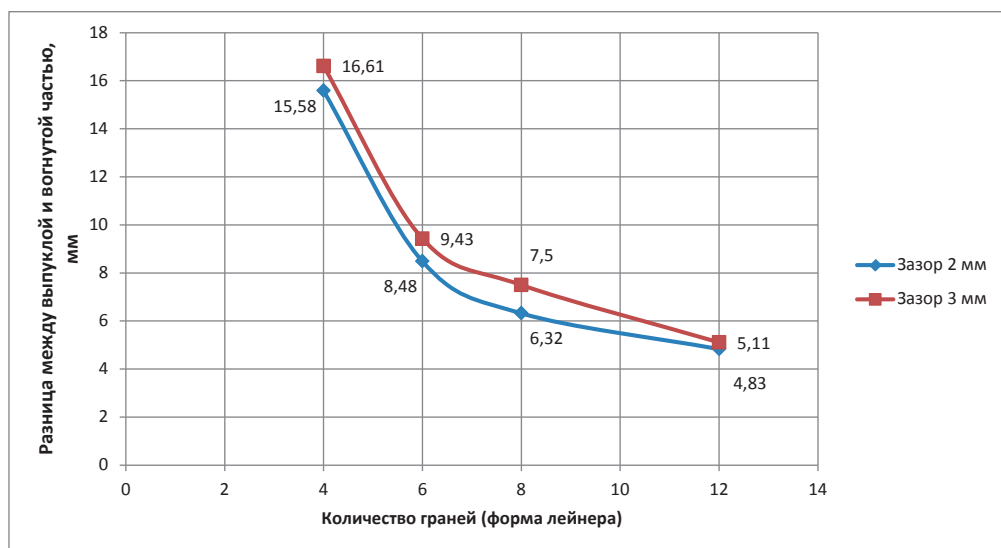


Рис. 10. График разницы между выпуклой и вогнутой частью профиля лейнера для разных видов профиля

Из графика видно, что наибольшее изменение разницы между диаметрами описанной и вписанной окружности происходит при переходе от четырехгранного к шестигранному типу лейнера. При дальнейшем увеличении количества граней происходит менее интенсивное снижение разницы между диаметрами. Зная характер кривой зависимости разницы от количества граней, можно выбрать подходящий

профиль лейнера, руководствуясь поведением различных типов лейнера при профилировании и раздаче.

Таким образом, благодаря применению профилированных лейнеров решается проблема предотвращения превышения максимально допустимой степени деформации лейнеров, однако недостатками такого решения является введение дополнительной операции профилирования лейнеров, что усложняет технологический процесс.

— Третьим техническим решением является предварительное калибрование НКТ с целью уменьшения разброса значений их внутренних диаметров. В этом случае достигается уменьшение межтрубного зазора 2δ в зависимости от подобранного диаметра оправки $d_{\text{опр}}$ для калибрования, кратное уменьшение относительного удлинения лейнера, а при определенном диаметре оправки — снижение к минимуму разброса значений степени деформации и относительного удлинения лейнера при совместной раздаче. Схема выбора оправок для калибрования представлена на рис. 11.

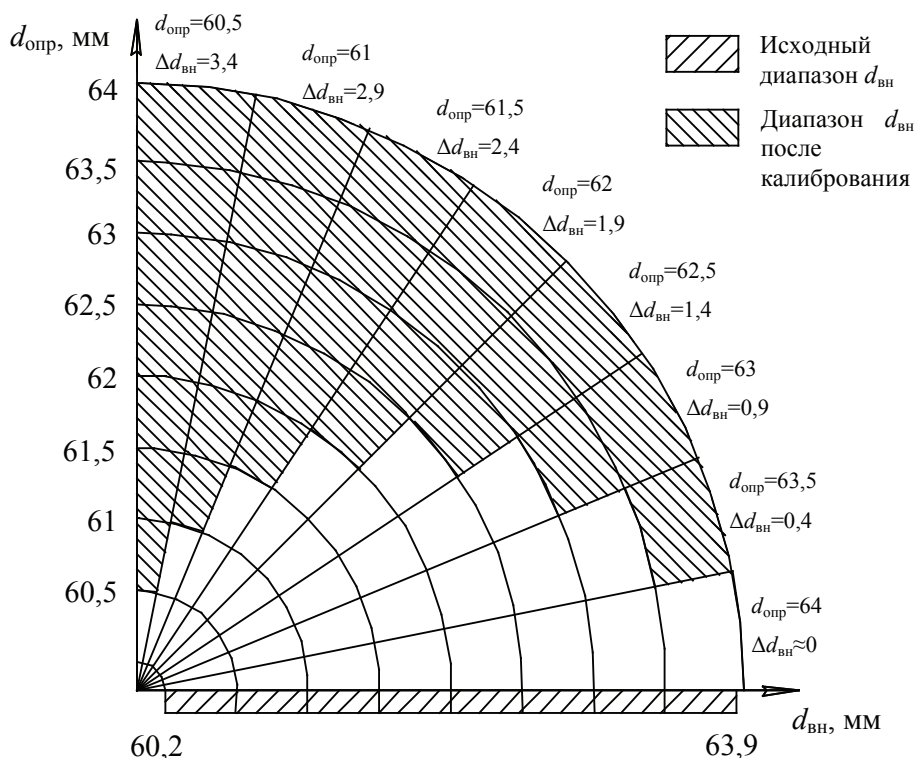


Рис. 11. Схема выбора диаметра оправок для калибрования

Как видно из схемы при применении оправок с большим диаметром калибрующей части, у калиброванных труб уменьшается диапазон разброса значений, что положительно влияет на стабильность свойств лейнера после лейнирования и его относительное удлинение. Однако калибрование приводит к увеличению наружного диаметра и возникает опасность превышения требований стандарта по наружному диаметру НКТ. Возможным способом уменьшения количества труб, превышающих стандарт по наружному диаметру, является калибрование на два и более диаметров в соответствии со схемой на рис. 12.

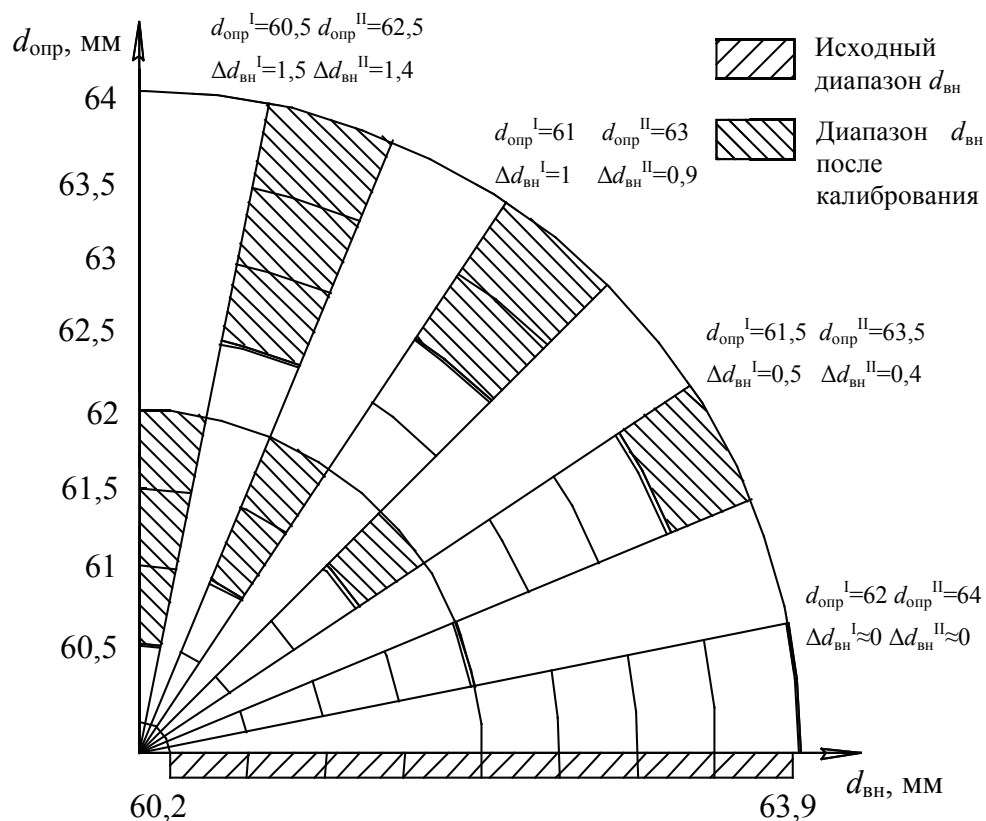


Рис. 12. Схема выбора диаметра оправок для калибрования на два размера

При калибровании на два и более размеров требуется применение двух и более оправок для лейнирования, двух и более типоразмеров лейнеров, а также выделение площадей под разные группы размеров труб.

С целью оценки эффективности калибрования на один, два и более диаметров был проведен аналитический расчет с помощью табличного редактора MS Excel. В качестве исходного массива НКТ был принят массив НКТ, по которому выполнялся статистический анализ размеров НКТ. Расчет калибрования массива проводился на один, два и три диаметра с варьированием диаметров оправок для калибрования и оправок для лейнирования. После расчета калибрования массива НКТ по различным схемам и с различными диаметрами оправок массив калиброванных НКТ использовался для расчета лейнирования. Оценивались такие параметры, как межтрубный зазор между НКТ и лейнером, степень раздачи лейнера, условие соединения НКТ и лейнера (минимально требуемая степень деформации лейнера для получения соединения) и доля НКТ от общего количества, превышающих ГОСТ Р 52203–2004 по наружному диаметру. Результатом исследования стала максимально возможная доля труб, удовлетворяющих ГОСТу при различных вариантах калибрования. Все результаты расчетов разбиения массива труб на один, два и три диапазона сведены в табл. 6.

Таблица 6

**Эффективность разбиения массива труб на диапазоны
и рекомендуемые диаметры оправок**

Параметр	Один диапазон	Два диапазона		Три диапазона		
	диапазон 1	диапазон 1	диапазон 2	диапазон 1	диапазон 2	диапазон 3
Границы диапазона	60,5–63	60,5–61,75	61,75–63	60,5–61,35	61,35–62,2	62,2–63
Количество труб в диапазоне, %	96,13	40,95	55,18	17,68	50,60	27,86
Количество труб, удовлетворяющих ГОСТу по $d_{нар}$ до раздачи, %	72,26	30,65	41,61	13,15	38,57	20,54
Рекомендуемый диаметр оправки для калибровки, мм	62	61,25	62	61,25	61,75	62,4
Доля недеформированных труб, %	38,69	27,74	38,69	4,46	27,32	13,57
Количество труб, удовлетворяющих ГОСТу по $d_{нар}$, %	44,4	26,61	40,00	9,11	32,14	19,58

Окончание табл. 6

Параметр	Один диапазон	Два диапазона		Три диапазона		
	диапазон 1	диапазон 1	диапазон 2	диапазон 1	диапазон 2	диапазон 3
Рекомендуемый диаметр оправки для лейнирования, мм	59,2	58,6	59,2	58,3	58,9	59,4
Рекомендуемый номинальный размер лейнера	60×1,5	57×1,5	60×1,5	57×1,5	60×5,5	60×5,5
Диапазон варьирования максимального зазора δ , мм	2,6—3,55	5,07—5,32	2,6—3,55	4,82—4,92	2,35—2,8	3—3,55
Количество труб, удовлетворяющих условию схватывания, %	74,7	36,67	33,75	17,68	37,26	17,26
Количество труб, удовлетворяющих ГОСТу по $d_{нар}$, %	10,24	7,62	10,18	4,17	9,23	6,43
Суммарное количество труб, удовлетворяющих ГОСТу по $d_{нар}$, %	10,24	17,8		19,83		

Результаты сравнивались по двум критериям: количество труб, удовлетворяющих условию схватывания, и итоговое количество лейнированных труб, попадающих в допуски по наружному диаметру по ГОСТу. При разбиении на один диапазон максимально возможное количество труб, удовлетворяющих ГОСТу, равно 10,24 % (от общего количества труб), при разбиении на два диапазона — 17,8 %, при разбиении на три диапазона — 19,83 %. Из результатов расчетов следует, что при стремлении получить наибольшее количество труб, удовлетворяющих ГОСТу, не обеспечивается при этом 100 % лейнирование всех труб для всех трех диапазонов. Следует учесть и тот факт, что исходное количество труб, входящих в допуски по наружному диаметру ГОСТа, равно 75,42 %, а при дальнейших операциях неизбежно сокращение этого числа труб. В итоге лишь небольшая часть труб (см. табл. 6) входит в допуски по наружному диаметру. В связи с этим для лейнированных НКТ предложена разработка специального ТУ, допускающего большие значения наружного диаметра.

ГЛАВА 4.

Повышение точности внутреннего канала насосно-компрессорных труб способом раздачи на оправке

4.1. Особенности формоизменения при раздаче на оправке

Предварительное калибрование внутреннего канала насосно-компрессорных труб, выступающих в качестве наружной оболочки в ЛНКТ, является эффективным способом уменьшения разброса значений внутренних диаметров. Благодаря возможности решения многих проблем, связанных с исходным качеством НКТ, как новых, так и бывших в эксплуатации, калибрование внутреннего канала труб (раздача труб) может найти широкое применение при производстве лейнированных и биметаллических труб. Однако, как показал анализ библиографических источников по процессу раздачи, основное внимание исследователей уделялось энергосиловым параметрам и их минимизации. В настоящем исследовании приоритетными задачами являлись: изучение напряженно-деформированного состояния и формоизменения заготовок при раздаче; оценка и поиск эффективных способов повышения точности внутреннего канала труб.

Достижение поставленных целей исследования возможно с помощью моделирования процесса раздачи методом конечных элементов. Метод конечных элементов имеет большую информативность по сравнению с прочими методами, позволяет избежать упрощающих допущений и отследить влияние отдельных технологических параметров. В работе моделирование выполнялось в программном комплексе Deform-3D. Моделирование в среде Deform-3D состоит из следующих основных этапов:

- разработка твердотельной модели заготовки и оснастки, импорт в программу МКЭ-моделирования;
- позиционирование оснастки и заготовки;
- выбор материала заготовки, определение прочностных и упругих свойств материала;
- задание граничных свойств (определение коэффициента трения, скорости перемещения инструмента);
- задание условий решения задачи (выбор метода решения, определения величины шага расчета).

Раздача происходит в холодном состоянии за счет перемещения оправки. При исследовании процесса раздачи трубы в качестве модели материала трубы использована упругопластическая упрочняемая среда, в качестве материала была выбрана сталь AISI-1045 из библиотеки материалов Deform-3D, являющаяся аналогом стали 45. Угол конусности рабочей части оправки принят равным 12° , исходя из минимального уровня силы раздачи, соответствующего этому углу конусности [31]. Диаметр калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ был принят равным 64 мм, как равный максимальному значению исходного внутреннего диаметра труб. В табл. 7 указаны принятые для исследования значения внутренних диаметров труб, соответствующие степеням раздачи ε от 0,005 до 0,05, где $\varepsilon = \frac{d_{\text{опр}} - d_{\text{вн0}}}{d_{\text{вн0}}}$, а значение 0,05 соот-

ветствует максимальному значению ε для процесса калибрования насосно-компрессорных труб. Коэффициент толстостенности труб m был принят на двух уровнях значений, равных 1,15 и 1,2, где m равно отношению наружного диаметра трубы к внутреннему.

Таблица 7

Исходные размеры труб для вычислительного эксперимента

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Относительная толщина стенки m	Степень раздачи ε
1	63,68	1,15	0,005
2	63,68	1,2	0,005
3	63,36	1,15	0,01
4	63,36	1,2	0,01
5	62,72	1,15	0,02
6	62,72	1,2	0,02
7	62,08	1,15	0,03

Окончание табл. 7

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Относительная толщина стенки m	Степень раздачи ϵ
8	62,08	1,2	0,03
9	61,44	1,15	0,04
10	61,44	1,2	0,04
11	60,8	1,15	0,05
12	60,8	1,2	0,05

Схема вычислительного эксперимента процесса раздачи трубы представлена на рис. 13. В соответствии со схемой исследовалась раздача труб способом сжатия.

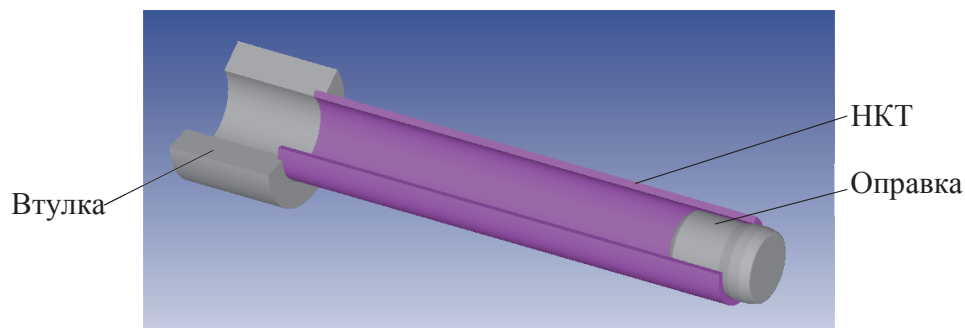


Рис. 13. Схема вычислительного эксперимента

Моделирование в программном пакете Deform-3D позволило выявить следующие особенности очага деформации трубы при раздаче. Очаг деформации состоит из нескольких характерных участков (см. рис. 14): линейного участка непосредственного контакта трубы и конусной оправки, являющегося геометрическим очагом деформации длиной $l_{\text{геом}}$, и двух криволинейных участков на входе и выходе, являющихся зонами внеочаговой пластической деформации. Общая длина очага пластической деформации равна $l_{\text{факт}}$ (см. рис. 15). Увеличение внутреннего диаметра трубы 2δ в зоне внеочаговой пластической деформации на выходе является характеристикой внеочаговой раздачи, а уменьшение внутреннего диаметра трубы $2u$ характеризует упругое разгружение трубы. Внеочаговая упругопластическая деформация характеризуется степенью внеочаговой раздачи трубы на входе

в очаг деформации $\Delta \varepsilon_0 = \frac{d_{\text{конт}} - d_{\text{геом}}}{d_{\text{геом}}}$ и на выходе $\Delta \varepsilon_1 = \frac{d_{\text{max}} - d_{\text{опр}}}{d_{\text{опр}}}$. Граница начала пластической деформации определялась по интенсивности пластической деформации ε_u — пластическая деформация наступает при достижении величины 0,002. Участок, на котором начиналось сужение внутреннего диаметра трубы, был принят как конец внеочагового участка раздачи трубы. На рис. 15 изображена схема очага деформации, в соответствии с которой исследовались величины, характеризующие внеочаговую пластическую деформацию.

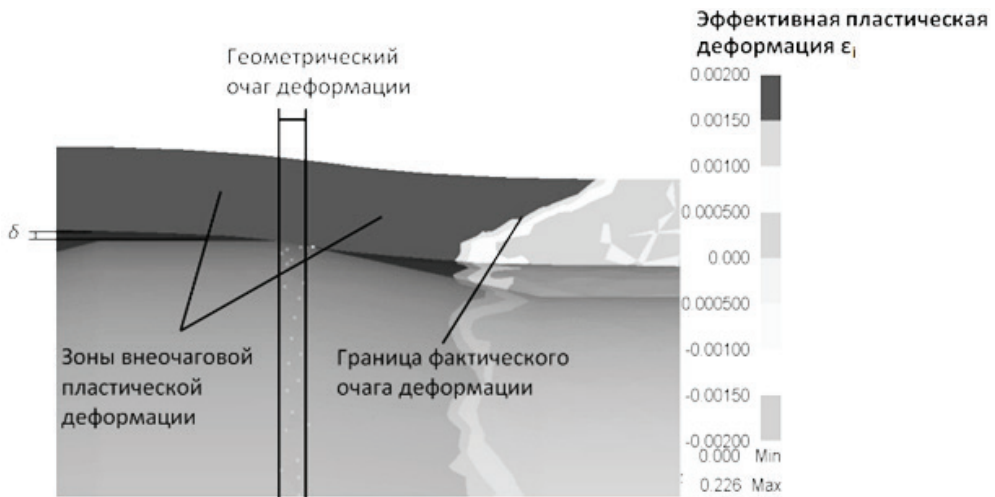


Рис. 14. Очаг деформации при МКЭ-моделировании

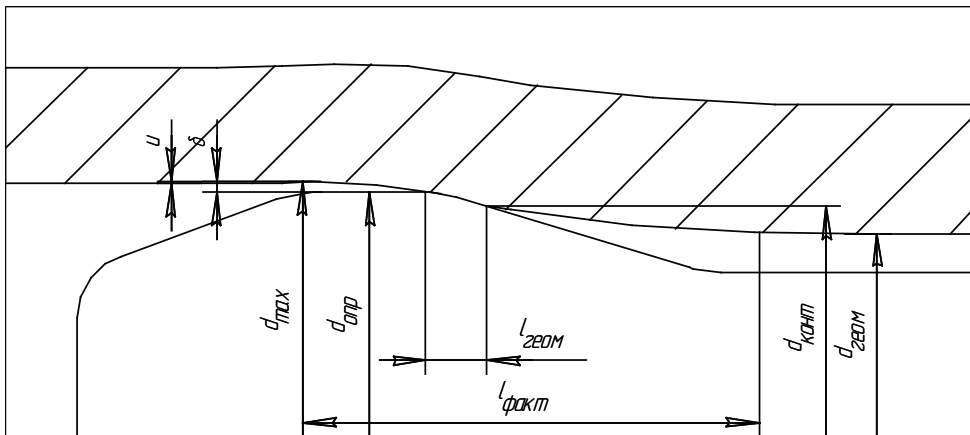


Рис. 15. Схема процесса раздачи трубы

В качестве оценки соотношения длины геометрического и фактического очага деформации выбрано отношение $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$. На рис. 16 представлен график зависимости отношения $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ от степени раздачи ϵ . Как показало исследование процесса в Deform-3D, при увеличении степени раздачи ϵ на входе и на выходе происходит уменьшение радиусов изгиба и увеличение длин геометрического и фактического очагов деформации. Однако при увеличении степени раздачи ϵ происходит изменение интенсивности роста длины геометрического и фактического очагов деформации, из-за чего кривая характеризуется сначала снижением, а затем возрастанием отношения $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$. Из графика видно, что при всех степенях раздачи ϵ сохраняется низкое значение $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ (от 0,07 до 0,14), т. е. фактический очаг деформации на порядок превышает геометрический, из чего следует, что для обеспечения высокой точности труб в процессе раздачи крайне важно обеспечивать осевую симметрию трубы и оправки. Отмеченное обстоятельство требует разработки новых технических решений.

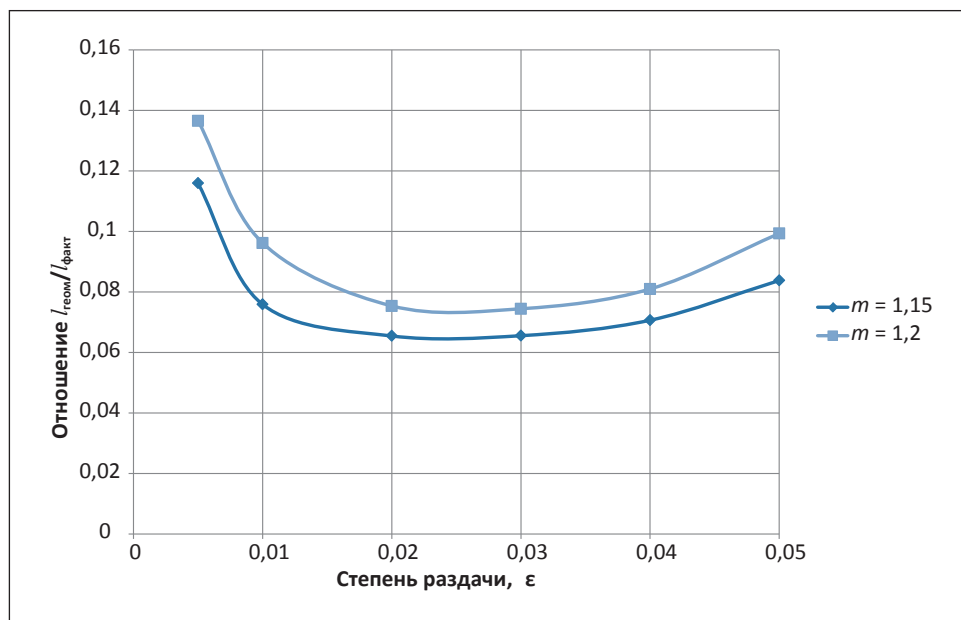


Рис. 16. Зависимость отношения длины геометрического и фактического очага деформации $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ от степени раздачи

Точность калиброванных труб во многом зависит от величины вне-очаговой деформации на выходе $\Delta\epsilon_1$. На рис. 17 приведены графики

зависимости степени внеочаговой деформации на входе $\Delta \epsilon_0$ и на выходе $\Delta \epsilon_1$ от степени раздачи ϵ . На графиках видно монотонное возрастание обеих величин от степени раздачи ϵ , причем для более тонкостенных труб наблюдается большая степень внеочаговой деформации на входе и выходе.

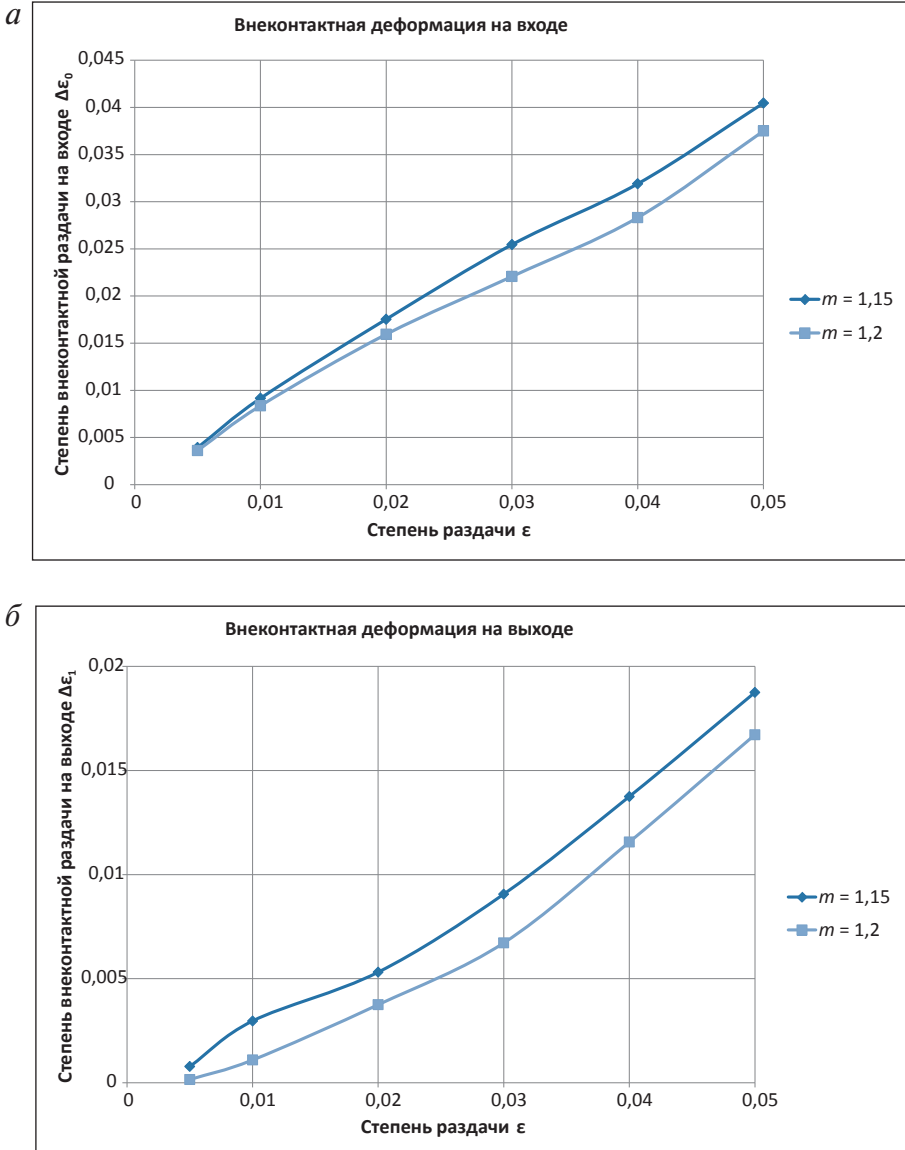


Рис. 17. Зависимость степеней внеконтактной деформации на входе — а и выходе — б от степени раздачи

Для определения полей деформации в очаге деформации были получены распределения тангенциальной, радиальной и осевой деформаций по толщине стенки. На рис. 18, в качестве примера, для раздачи трубы с относительной толстостенностью $m = 1,15$ со степенью деформации $\varepsilon = 0,03$ приведено распределение тангенциальной и осевой степеней деформаций в очаге деформации (рис. 18, б), на входе (рис. 18, а) и на выходе (рис. 18, в) из очага деформации на участках внеочаговой упругопластической деформации.

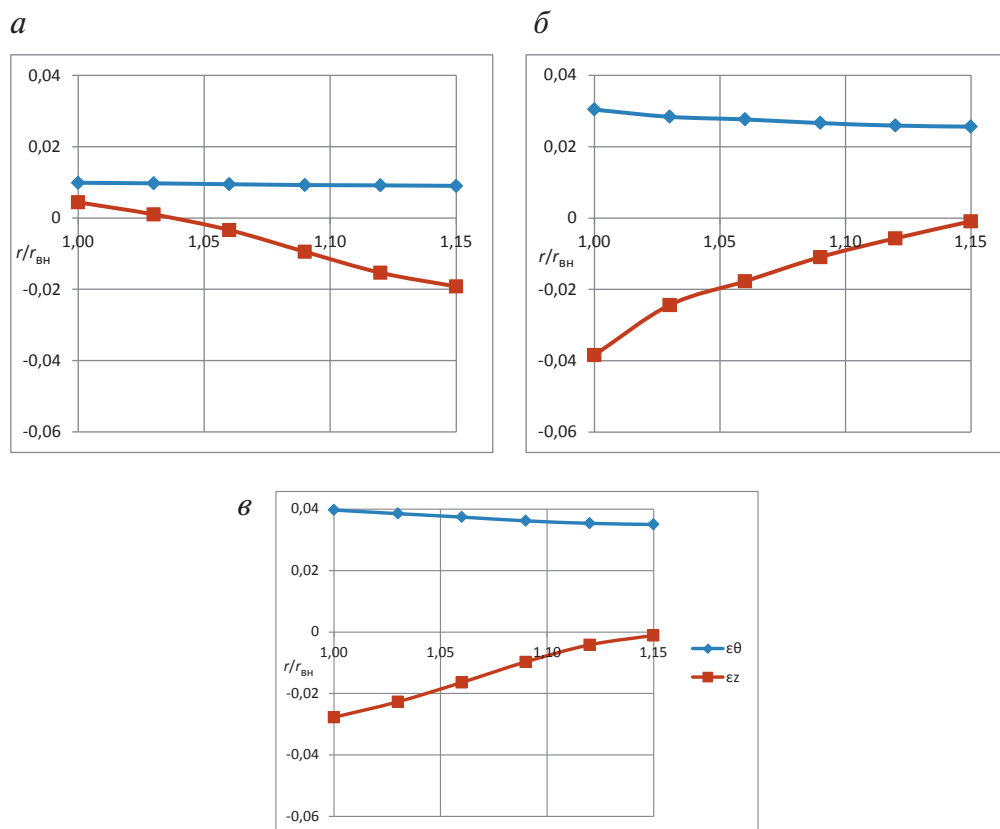


Рис. 18. Деформированное состояние в стенке трубы во внеочаговой зоне на входе в очаг деформации — а, в очаге деформации — б и во внеочаговой зоне на выходе из очага деформации — в

На рис. 19, а представлено поле распределения радиальной, тангенциальной (см. рис. 19, б) и осевой (см. рис. 19, в) деформации по сечению трубы.

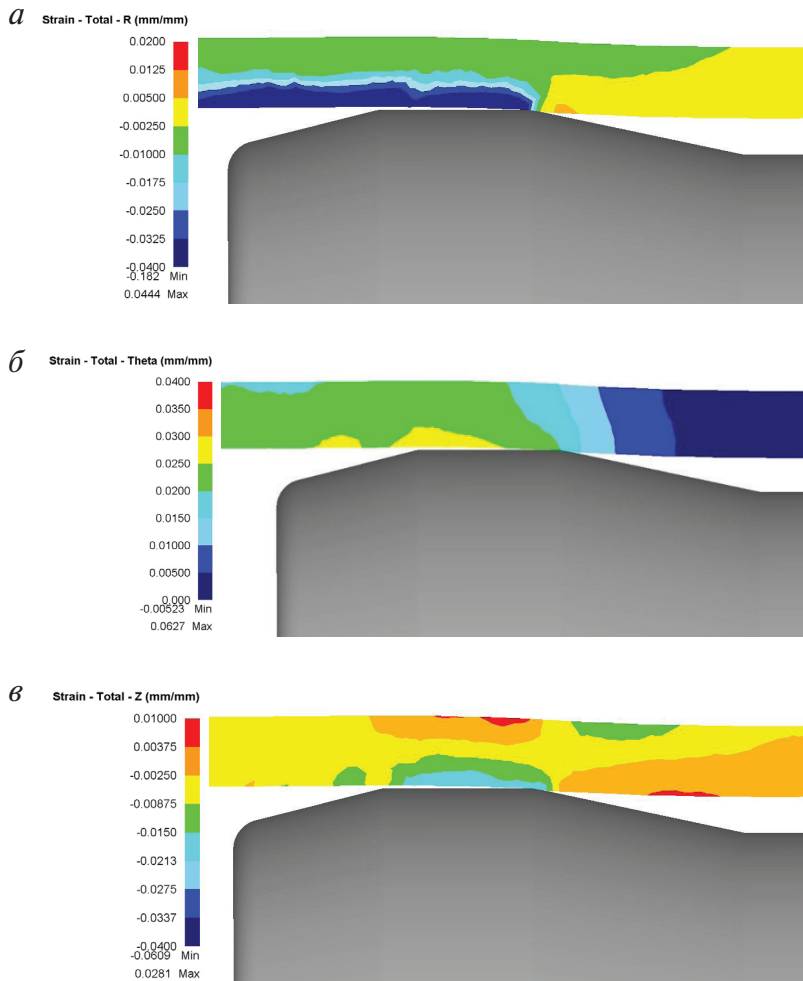


Рис. 19. Распределение радиальной — *а*, тангенциальной — *б* и осевой компонент тензора деформации по сечению трубы — *в*

На графиках видно, что при раздаче трубы на оправке стенка трубы последовательно подвергается двойному изгибу в противоположных направлениях — степень деформации в осевом направлении ϵ_z меняет свой знак на противоположный. Следует отметить, что внутренний слой трубы подвергается укорочению на выходе из очага деформации. Тангенциальная деформация характеризуется относительно равномерным распределением по толщине стенки. В процессе раздачи по толщине стенки формируется неоднородное деформированное состояние.

С точки зрения формирования конечных механических свойств большой интерес представляет неравномерность распределения интенсивности степени деформации ϵ_u и глубина проникновения деформации по стенке трубы, как показано на рис. 20.

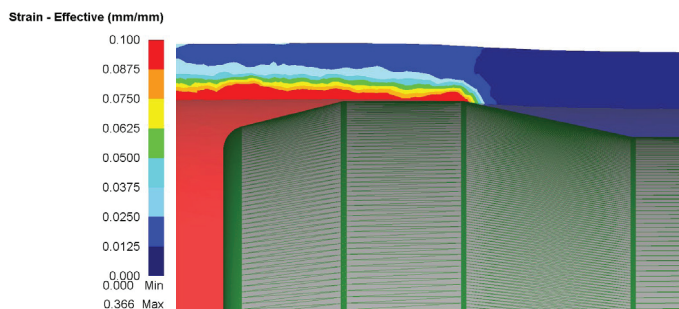


Рис. 20. Неравномерность распределения степени деформации

Глубина проникновения деформации по толщине стенки трубы оценивалась по шести точкам, расположенным на равном расстоянии друг от друга от внутренней до наружной поверхности. По результатам измерения был построен график распределения интенсивности степени деформации ϵ_u по толщине стенки для различных степеней раздачи, по которым видно, что внутренний слой подвергается значительному наклепу по сравнению с наружной поверхностью (см. рис. 21). Видно, что при малых степенях деформации ϵ до 0,01–0,02 наружные слои находятся в упругом состоянии, а при больших степенях раздачи происходит проникновение деформации на большую глубину по толщине стенки.

Неравномерность деформации оказывает влияние на уровень остаточных напряжений в калиброванных трубах — чем больше неравномерность, тем больший уровень остаточных напряжений возникает в трубах после прохождения оправки [34]. Кроме того, неравномерность распределения деформации вызывает неравномерность свойств в готовом изделии. В качестве безразмерного показателя неравномерности деформации по толщине стенки был принят коэффициент вариации степени деформации ϵ_u по формуле $\frac{s}{\bar{\epsilon}_{ui}}$, где

$\bar{\epsilon}_{ui}$ — среднее значение степени деформации по сечению стенки трубы; s — среднеквадратическое отклонение ϵ_u , которое рассчитывается по формуле $s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\epsilon_{ui} - \bar{\epsilon}_u)^2}$. Зависимость коэффициента ва-

риации степени деформации от степени раздачи ϵ и толстостенности трубы представлена на рис. 22. Из графика видно монотонное уменьшение коэффициента вариации, т. е. уменьшение неравномерности деформации при увеличении степени раздачи ϵ . Для толстостенных труб наблюдаются большие значения неравномерности распределения деформации при раздаче. В области, близкой к максимальным степеням раздачи, видна тенденция к выравниванию деформации по толщине стенки.

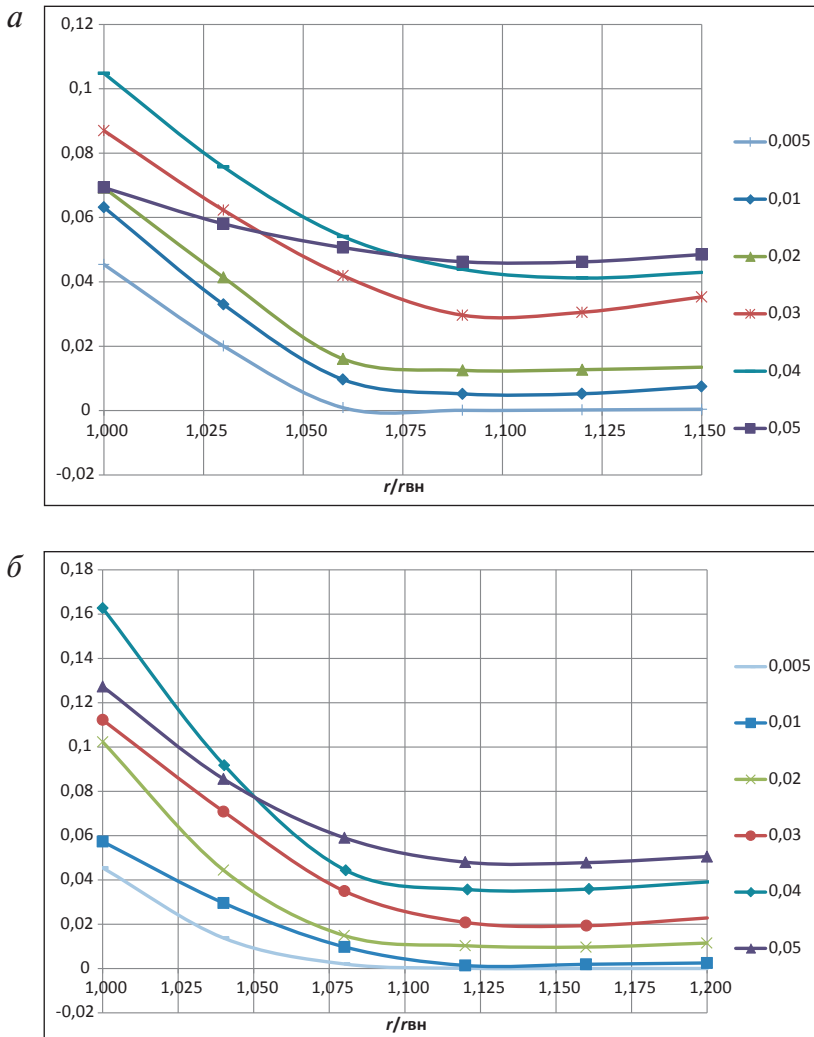


Рис. 21. Зависимость распределения интенсивности деформации ϵ_u в зависимости от степени раздачи для труб с толстостенностью $m = 1,15$ — а и $m = 1,2$ — б

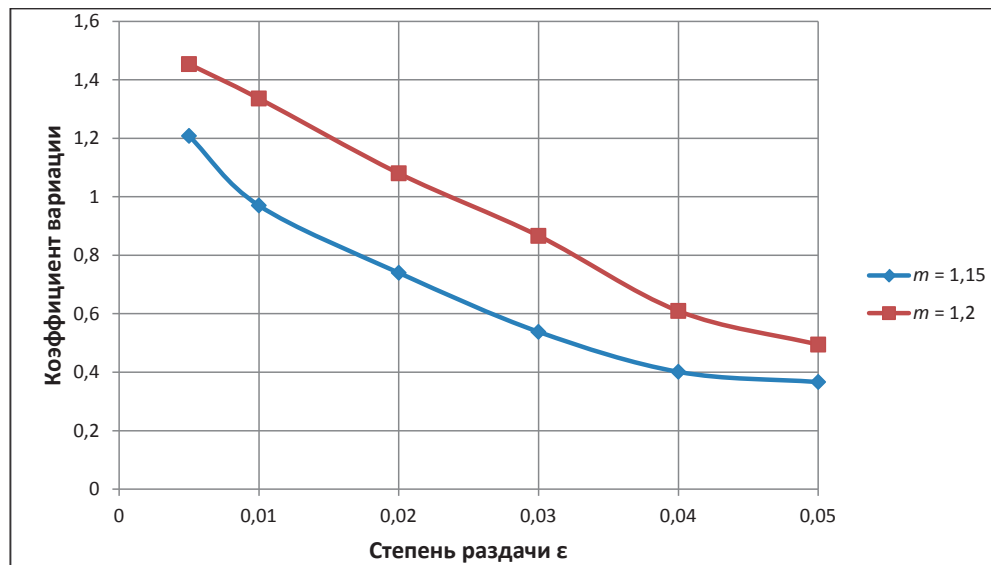


Рис. 22. Зависимость показателя неравномерности деформации от степени раздачи

Моделирование процесса калибрования в Deform-3D позволяет качественно оценить уровень остаточных напряжений в трубе после калибрования. Условием получения остаточных напряжений в металле трубы при моделировании является полное прохождение оправки через трубу и выдержка по времени для осуществления процесса разгрузки в трубе. Интерес представляют остаточные напряжения, сформированные в слое металла на внутренней поверхности. При последующем лейнировании внутренняя поверхность калиброванной трубы будет контактировать с наружной поверхностью лайнера, а остаточные напряжения на внутренней поверхности будут оказывать дополнительное воздействие на лайнер. В зависимости от знака эти остаточные напряжения могут иметь положительное или отрицательное влияние на процесс лейнирования.

Уровень остаточных напряжений в радиальном, тангенциальном и осевом направлениях, возникающих при калибровании, представлен на графике (см. рис. 23). Как видно из графика, после калибрования формируются растягивающие напряжения в осевом направлении и благоприятные сжимающие напряжения в тангенциальном направлении на внутренней поверхности, что способствует образованию большей прочности соединения при лейнировании. Радиальные остаточные напряжения близки к нулю, следовательно, ими можно пренебречь.

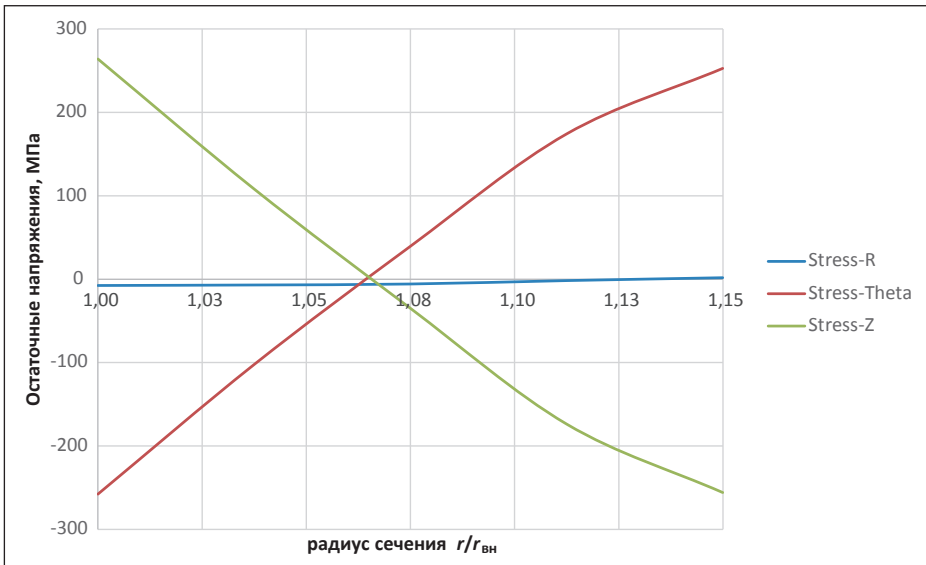
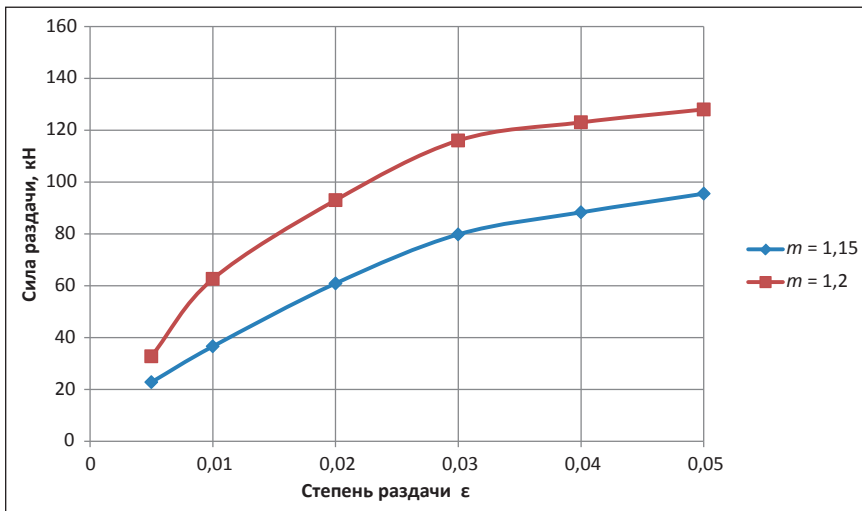


Рис. 23. Уровень остаточных напряжений при раздаче на оправке

При МКЭ-моделировании в пакете Deform-3D оценивалась сила воздействия на оправку при раздаче трубы с размерами $73 \times 5,5$ мм для каждой из поставленных задач в соответствии с табл. 7. Зависимость силы, действующей на оправку, от степени раздачи представлена на рис. 24.

Рис. 24. Зависимость силы от степени раздачи ϵ

4.2. Точность труб и оценка эффективности калибрования на оправке

Одной из наиболее важных характеристик исходных заготовок для производства лейнированных труб является их точность. Точность, как было отмечено выше, определяет конечное качество лейнированных труб, удовлетворение требованиям стандартов. Так как в качестве лейнеров используются тонкостенные электросварные трубы, их точность превышает точность насосно-компрессорных труб, изготавливаемых способами горячей прокатки. Если принять требования ГОСТ 11068–81, то отклонение наружного диаметра не должно превышать $\pm 1\%$, что составляет 0,1 мм и при моделировании этим отклонением можно пренебречь.

В работе были поставлены задачи: разработать безразмерный показатель точности труб, рассчитать его на основе опытных данных измерения внутреннего диаметра трубы; установить закономерности влияния технологических факторов при раздаче на точность внутреннего канала; разработать коэффициент повышения точности трубы, характеризующий эффективность процесса калибрования трубы; найти техническое решение повышения эффективности процесса калибрования труб способом раздачи. В производственных условиях внутренний диаметр труб измеряется в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. В качестве показателя точности внутреннего диаметра труб в партии для проведения статистического анализа использован коэффициент вариации, вычисляемый по формуле $\frac{s}{\bar{d}_{\text{вн}}} \cdot 100\%$, где $\bar{d}_{\text{вн}}$ — среднее значение

внутреннего диаметра труб в партии; s — среднеквадратическое отклонение $d_{\text{вн}}$, которое рассчитывается по формуле $s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (d_{\text{вн}i} - \bar{d}_{\text{вн}})^2}$,

объем выборки $N = 840$ штук. Для насосно-компрессорных труб типоразмера $73 \times 5,5$ мм показатель точности равен 0,95 % и соответствует минимальному значению внутреннего диаметра трубы 60,15 мм, а максимальному значению 63,9 мм.

Исследование эффективности калибрования выполнялось с помощью компьютерного моделирования процесса методом конечных элементов в пакете Deform-3D. В качестве модели материала трубы ис-

пользована упругопластическая упрочняемая среда, в качестве модели материала выбрана сталь AISI-1045, являющаяся аналогом стали 45. Угол конусности рабочей оправки принят 12° . Значение диаметра оправки в вычислительном эксперименте было постоянным $d_{\text{опр}} = 64$ мм, а внутренний диаметр $d_{\text{вн0min}}$ трубы имел значение в диапазоне от 60,8 до 63,68 мм, в соответствии с табл. 7. Исследование было выполнено для показателей сил трения по Зибелю ψ , равных 0,05; 0,15 и 0,25. Для оценки повышения точности труб и построения зависимостей был использован показатель разброса значений внутренних диаметров труб до и после калибрования: до раздачи $p_0 = \frac{d_{\text{вн0max}} - d_{\text{вн0min}}}{2 \cdot d_{\text{ср0}}}$,

где $d_{\text{ср0}} = d_{\text{вн0}} + \frac{d_{\text{вн0max}} - d_{\text{вн0min}}}{2}$; $d_{\text{вн0max}}$ — максимально возможное значение внутреннего диаметра труб до раздачи, равное 64 мм; и после раздачи — $p_1 = \frac{d_{\text{вн1max}} - d_{\text{вн1min}}}{2 \cdot d_{\text{ср1}}}$, где $d_{\text{ср1}} = d_{\text{вн1min}} + \frac{d_{\text{вн1max}} - d_{\text{вн1min}}}{2}$; $d_{\text{вн1max}}$

и $d_{\text{вн1min}}$ — максимальное и минимальное значения внутреннего диаметра труб после раздачи. После калибрования трубы раздачей на оправке диапазон возможных значений сужался, следовательно, повышалась точность внутреннего диаметра труб.

Эффективность калибрования оценивалась отношением p_0/p_1 . Исходные данные и результаты изменения точности приведены в табл. 8 для $\psi = 0,15$.

Таблица 8

**Результаты вычислительного эксперимента калибрования труб оправкой
с конической рабочей частью**

№ п/п	Исход- ный вну- тренний диаметр d_0 , мм	Тол- сто- стен- ность t	Показа- тель разбро- са значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Сте- пень разда- чи ϵ	Конеч- ный вну- тренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса зна- чений вну- тренних ди- аметров труб после кали- брования p_1 , %	Коэф- фициент повыше- ния точ- ности p_0/p_1 ,
1	63,68	1,15	0,25	0,005	63,98	0,031	8,00
2	63,68	1,2			63,96		
3	63,36	1,15	0,5	0,01	64,05	0,070	7,11
4	63,36	1,2			63,98		

Окончание табл. 8

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Толсто-стенность t	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Степень раздачи ε	Конечный внутренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования p_1 , %	Коэффициент повышения точности p_0/p_1
5	62,72	1,15	1,01	0,02	64,14	0,141	7,19
6	62,72	1,2			64,11		
7	62,08	1,15	1,52	0,03	64,27	0,242	6,29
8	62,08	1,2			64,23		
9	61,44	1,15	2,04	0,04	64,73	0,598	3,41
10	61,44	1,2			64,62		
11	60,8	1,15	2,56	0,05	65,07	0,860	2,98
12	60,8	1,2			64,9		

При раздаче трубы с малой степенью раздачи $\varepsilon = 0,005$ внутренний диаметр трубы стал меньше диаметра оправки, а с ростом степени раздачи $\varepsilon > 0,01$ внутренний диаметр трубы $d_{\text{вн1}}$ стал больше диаметра оправки $d_{\text{опр}}$. На рис. 25 приведен график коэффициента повышения точности, из которого видно, что в области значений степени раздачи $\varepsilon = 0,005–0,02$ эффективность калибрования внутреннего диаметра труб имеет наибольшее значение, а с ростом ε до 0,05 эффективность снижается. С ростом показателя сил трения отношение p_0/p_1 становится меньше [35, 36].

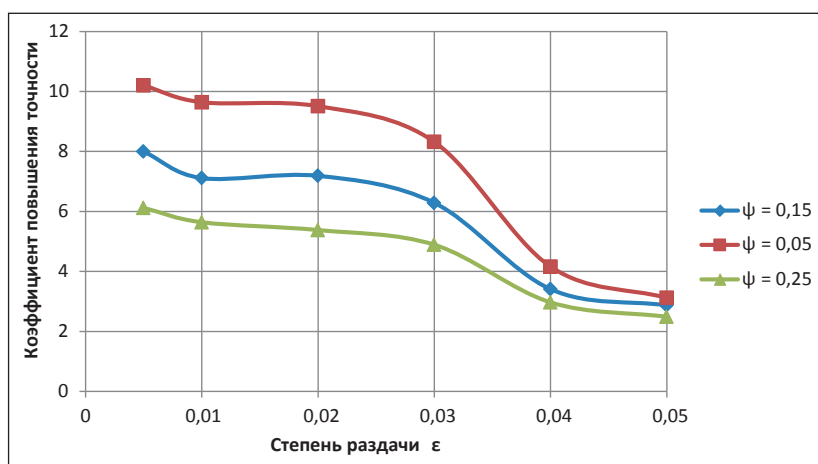


Рис. 25. Коэффициент повышения точности

Значение показателя разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования можно определить, если известны величины внеочаговой деформации на выходе 2δ и уменьшения внутреннего диаметра в результате разгрузки $2u$, $p_1 = \frac{2(\delta - u)}{d_{\text{опр}} + 2(\delta - u)}$. При степени разда-

чи $\varepsilon = 0,005\text{--}0,02$ (см. рис. 25) значения величины внеочаговой деформации на выходе 2δ и упругой усадки $2u$ соизмеримы. При увеличении степени раздачи эффективность калибрования падает, т. к. величина внеочаговой раздачи 2δ превышает величину упругой усадки $2u$. Разница между этими величинами увеличивается с ростом степени раздачи ε и, следовательно, эффективность калибрования снижается.

С целью повышения эффективности калибрования труб при раздаче на конической оправке степень раздачи следует назначать из диапазона от 0,005 до 0,025. Для выполнения этой рекомендации партии труб следует рассортировывать на две группы по внутреннему диаметру [37]. Так как для насосно-компрессорных труб $7,3 \times 5,5$ мм по ГОСТ Р 52203–2004 внутренний диаметр может изменяться в диапазоне размеров от 60,4 до 64,2 мм, калибрование труб с меньшим значением $d_{\text{вн}} = 60,4$ мм на один размер, равный 64 мм, осуществляется со степенью раздачи 0,056. Если рассортировывать трубы по внутреннему диаметру на два диапазона размеров и использовать оправки диаметром 62,5 и 64 мм, степень раздачи будет в диапазоне от 0,005 до 0,034 и можно ожидать более высокого уровня точности калиброванных труб. Это предположение было проверено теоретически с помощью программы Deform-3D. Матрица вычислительного эксперимента приведена в табл. 9.

Таблица 9

Матрица вычислительного эксперимента

№ п/п	Диаметр калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$, мм	Внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}}$, мм	Минимальная толщина стенки НКТ s_{min} , мм	Максимальная толщина стенки НКТ s_{max} , мм
1 диапазон				
1	62,5	60,4	—	5,9
2	62,5	61,4	5,4	5,9
3	62,5	62,4	4,9	5,7

Окончание табл. 9

№ п/п	Диаметр калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$, мм	Внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}}$, мм	Минимальная толщина стенки НКТ s_{min} , мм	Максимальная толщина стенки НКТ s_{max} , мм
2 диапазон				
4	64	62,5	4,85	5,65
5	64	63,2	4,8	5,3
6	64	63,9	4,8	4,95
Общий диапазон				
7	64	60,4	—	5,9
8	64	61,4	5,4	5,9
9	64	62,5	4,85	5,65
10	64	63,2	4,8	5,3
11	64	63,9	4,8	4,95

Расчет показателей точности массива труб до и после калибрования приведен в табл. 10 и 11. В табл. 10 показан расчет изменения показателя точности при калибровании диапазона труб на один размер (64 мм), в табл. 11 — расчет изменения показателя точности при калибровании на два размера (62,5 и 64 мм).

Таблица 10

**Показатели точности диаметра внутреннего канала НКТ
при калибровании на оправке одного размера**

Показатели	До калибрования	После калибрования
Максимальное значение внутреннего диаметра $d_{\text{вн max}}$, мм	63,9	65,07
Минимальное значение внутреннего диаметра $d_{\text{вн min}}$, мм	60,4	63,89
Диапазон разброса значений, мм	3,5	1,18
Среднее значение внутреннего диаметра $\bar{d}_{\text{вн}}$, мм	62,80	64,22
Среднеквадратическое отклонение S , мм	1,20	0,42
Показатель точности $\frac{s}{\bar{d}_{\text{вн}}}$, %	1,92	0,65
Коэффициент повышения точности внутреннего канала НКТ	2,94	

Таблица 11

**Показатели точности диаметра внутреннего канала НКТ
при калибровании на оправках двух размеров**

Показатели	До калибрования	После калибрования	До калибрования	После калибрования
Группа размеров	1 диапазон размеров		2 диапазон размеров	
Максимальное значение внутреннего диаметра $d_{\text{вн max}}$, мм	62,4	62,77	63,9	64,44
Минимальное значение внутреннего диаметра $d_{\text{вн min}}$, мм	60,4	62,43	62,5	63,89
Диапазон разброса значений, мм	2	0,34	1,4	0,55
Среднее значение внутреннего диаметра $\bar{d}_{\text{вн}}$, мм	61,6	62,56	63,20	64,08
Среднеквадратическое отклонение s , мм	0,8367	0,1581	0,6261	0,2035
Показатель точности $\frac{s}{\bar{d}_{\text{вн}}}$, %	1,3582	0,2527	0,9907	0,3176
Коэффициент повышения точности внутреннего канала НКТ	5,37		3,12	

Как показывают результаты компьютерного моделирования, операция калибрования обеспечивает уменьшение диапазона разброса значений внутренних диаметров насосно-компрессорных труб как минимум в 3 раза. Наибольшая эффективность процесса калибрования внутреннего диаметра труб достигается при малой степени раздачи в диапазоне от 0,005 до 0,02.

4.3. Оптимальная форма оправки для калибрования внутреннего канала труб

Компьютерное моделирование процесса калибрования на традиционной оправке с конической рабочей частью (см. рис. 26, а) показало следующую особенность: при раздаче реализуется малая протяженность длины контакта внутренней поверхности трубы и оправки (см. рис. 26, б).

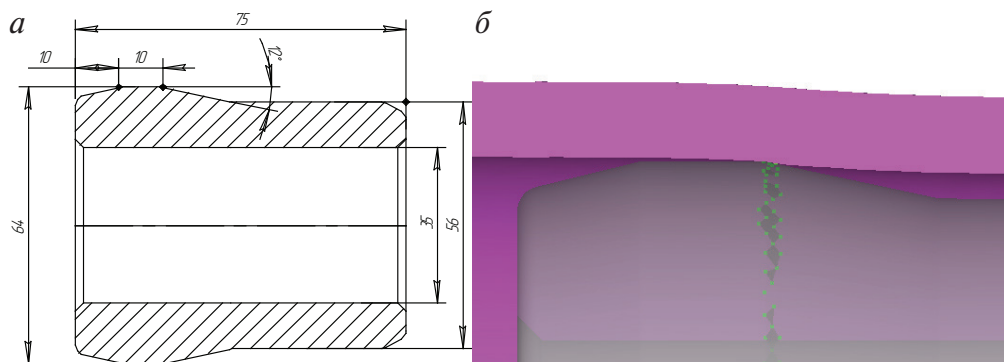


Рис. 26. Оправка с коническим участком рабочей поверхности — *а* и длина контакта внутренней поверхности трубы с рабочей частью оправки — *б*

Начиная со степеней раздачи от 0,01, внутренняя поверхность контактирует с малым участком рабочей части оправки, при этом контакт на калибрующем пояске оправки полностью отсутствует, т. к. процесс раздачи сопровождается дополнительной внеочаговой деформацией, возникающей за пределами геометрического очага деформации. Это приводит к тому, что после калибрования внутренний диаметр трубы имеет значения больше диаметра калибрующего пояска оправки. Из-за внеочаговой деформации калибрование труб с применением конической оправки наиболее эффективно до степени раздачи ε , равной 0,02, после чего эффективность уменьшается. При калибровании насосно-компрессорных труб степень раздачи может достигать значений до 0,05 и более, из-за чего точность внутреннего канала калиброванных труб в партии со значением внутреннего диаметра трубы в диапазоне от 60,4 до 64,0 снижается. Сортировка труб на две группы и применение оправок двух размеров для калибрования на отдельные группы труб каждой группы, как показало исследование, не обеспечивает решение проблемы, а проведение сортировки труб усложняет технологию и требует дополнительных площадей цехового помещения. Учитывая особенности калибрования на оправке, для получения высокой точности внутреннего диаметра труб необходима разработка новой конструкции оправки, позволяющей минимизировать внеочаговую деформацию.

Одним из технических решений является применение оправки с переменной конусностью в очаге деформации, позволяющей уменьшить изгиб стенки трубы после очага деформации за счет сохранения протяженности длины контакта внутренней поверхности трубы с рабо-

чей частью оправки при различной степени деформации. Это способствует уменьшению внеочаговой деформации и повышению точности внутреннего диаметра калиброванной трубы. На рис. 27 *а, б* показано, что применение оправки со сферическим участком по сравнению с конической оправкой обеспечивает большую протяженность длины контакта трубы и оправки и меньшую долю внеочаговой деформации.

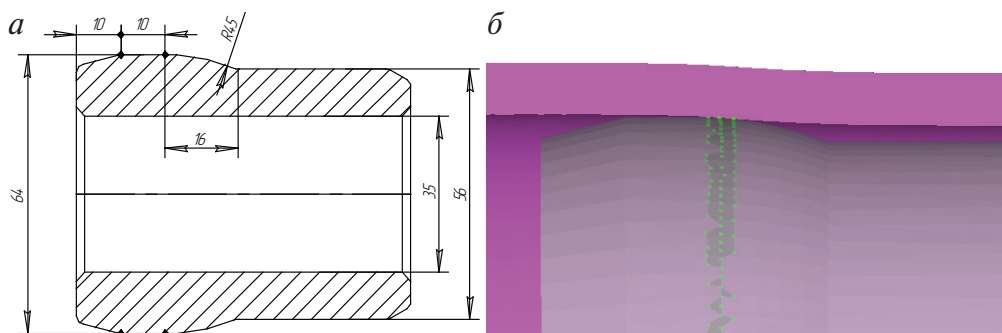


Рис. 27. Оправка со сферическим участком рабочей поверхности — *а* и длина контакта внутренней поверхности трубы с рабочей частью оправки — *б*

Исследование точности по разработанной методике внутреннего канала труб (табл. 12), калиброванных сферической оправкой, показало меньшую точность при низких степенях раздачи 0,005–0,02 и более высокую точность, начиная от степеней раздачи, равных 0,03, по сравнению с калиброванием на конической оправке. Это обстоятельство связано с тем, что при низких степенях раздачи внеочаговая деформация имеет меньшие значения, чем упругая разгрузка, поэтому калиброванные сферической оправкой трубы получают меньшие значения внутреннего диаметра, чем калиброванные конической, и, соответственно, больший разброс значений внутреннего диаметра.

Таблица 12

Результаты вычислительного эксперимента калибрования труб оправкой со сферической рабочей частью

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Толсто-стенность t	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Степень раздачи ϵ	Конечный внутренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования p_1 , %	Коэффициент повышения точности p_0/p_1
1	63,68	1,15	0,25	0,005	63,88	0,125	1,998
2	63,68	1,2			63,84		

Окончание табл. 12

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Толщина стенки t	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Степень раздачи ϵ	Конечный внутренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования p_1 , %	Коэффициент повышения точности p_0/p_1
3	63,36	1,15	0,5	0,01	63,96	0,125	3,995
4	63,36	1,2			63,92		
5	62,72	1,15	1,01	0,02	64,04	0,156	6,458
6	62,72	1,2			64,01		
7	62,08	1,15	1,52	0,03	64,18	0,266	5,723
8	62,08	1,2			64,14		
9	61,44	1,15	2,04	0,04	64,36	0,406	5,029
10	61,44	1,2			64,22		
11	60,8	1,15	2,56	0,05	64,48	0,499	5,133
12	60,8	1,2			64,45		

Для решения проблемы снижения значений внеконтактной деформации на выходе из очага деформации была разработана специальная двухступенчатая конструкция оправки. Эскиз представлен на рис. 28, а. Рабочая часть оправки состоит из трех последовательно расположенных участков — начального сферического участка (участок А), следующего за ним конического участка (участок В), имеющего низкое значение угла конусности α (менее 4°) и калибрующего пояска (участок С). При калибровании исходной трубы с исходным внутренним диаметром $d_{\text{вн}0}$ 1, двухступенчатой оправкой 2 труба последовательно деформируется сферическим участком 3, коническим участком 4, имеющим малый угол конусности и калибрующим пояском 5 с диаметром, равным $d_{\text{опр}}$. После прохождения оправки и упругой разгрузки калиброванная труба 6 имеет окончательное значение $d_{\text{вн}1}$. Минимальное значение разброса внутреннего диаметра массива труб обеспечивается за счет предварительной деформации труб, имеющих значение внутреннего диаметра, близкого к минимальному, на сферическом участке, при степенях раздачи от 0,02, после чего труба деформируется на коническом и калибрующем участке. При малых степенях деформации ϵ до 0,02 труба проходит только через конический участок с малым углом конусности и калибрующий пояс. Таким образом, и при больших и при малых степенях раздачи трубы проходят через кониче-

ский участок и калибрующий пояс, формируя на них окончательную форму и размеры (рис. 28, б). Геометрические параметры сферического и конического участка подбираются таким образом, чтобы на коническом участке оправки обеспечить деформацию труб, подвергшихся деформации на сферическом участке и получивших дополнительную внеочаговую деформацию после прохождения этого участка. Результаты измерений значений внутренних диаметров труб, калиброванных двухступенчатой оправкой, приведены в табл. 13.

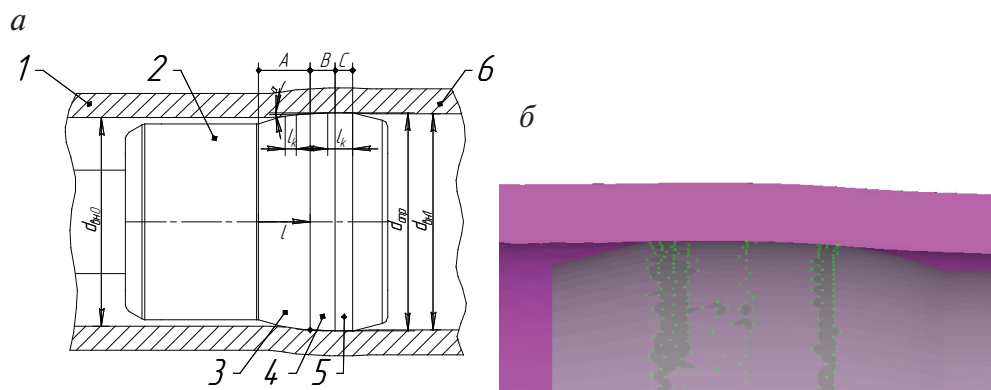


Рис. 28. Двухступенчатая оправка — а и длина контакта внутренней поверхности трубы с рабочей частью оправки — б

Таблица 13

**Результаты вычислительного эксперимента калибрования труб
на двухступенчатой оправке**

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Толстенность t	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Степень раздачи ϵ	Конечный внутренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования p_1 , %	Коэффициент повышения точности p_0/p_1
1	63,68	1,15	0,25	0,005	63,89	0,1017	2,46
2	63,68	1,2			63,87		
3	63,36	1,15	0,5	0,01	63,9	0,1017	4,92
4	63,36	1,2			63,88		
5	62,72	1,15	1,01	0,02	63,94	0,1017	9,93
6	62,72	1,2			63,92		
7	62,08	1,15	1,52	0,03	63,96	0,1017	14,95
8	62,08	1,2			63,94		

Окончание табл. 13

№ п/п	Исходный внутренний диаметр d_0 , мм	Толсто-стенность t	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб p_0 , %	Степень раздачи ε	Конечный внутренний диаметр d_1 , мм	Показатель разброса значений внутренних диаметров труб после калибрования p_1 , %	Коэффициент повышения точности p_0/p_1
9	61,44	1,15	2,04	0,04	63,97	0,1017	20,07
10	61,44	1,2			63,97		
11	60,8	1,15	2,56	0,05	64,03	0,1251	20,46
12	60,8	1,2			63,98		

Из сопоставления разброса значений исходного диапазона труб, а также труб, калиброванных конической, сферической и двухступенчатой оправками (рис. 29), видно, что при всех степенях раздачи калибрование труб на двухступенчатой оправке обеспечивает минимальный разброс значений их внутренних диаметров. С целью сопоставления эффективности калибрования различными видами оправок был построен график зависимости коэффициентов повышения точности от степени раздачи (см. рис. 30). Из графика видно, что при калибровании труб двухступенчатой оправкой обеспечивается повышение точности практически во всем диапазоне изменения степени раздачи трубы.

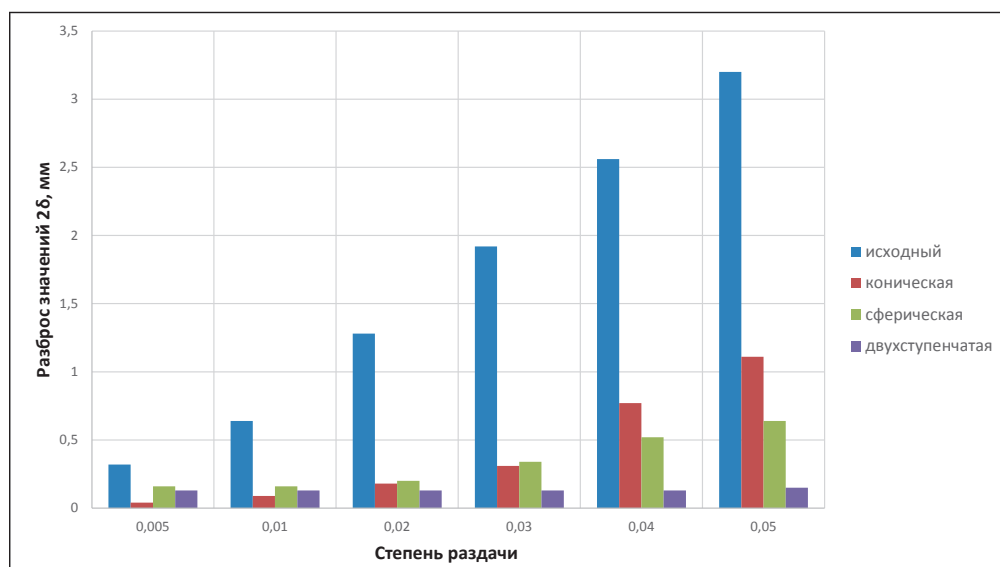


Рис. 29. Разброс значений внутренних диаметров труб

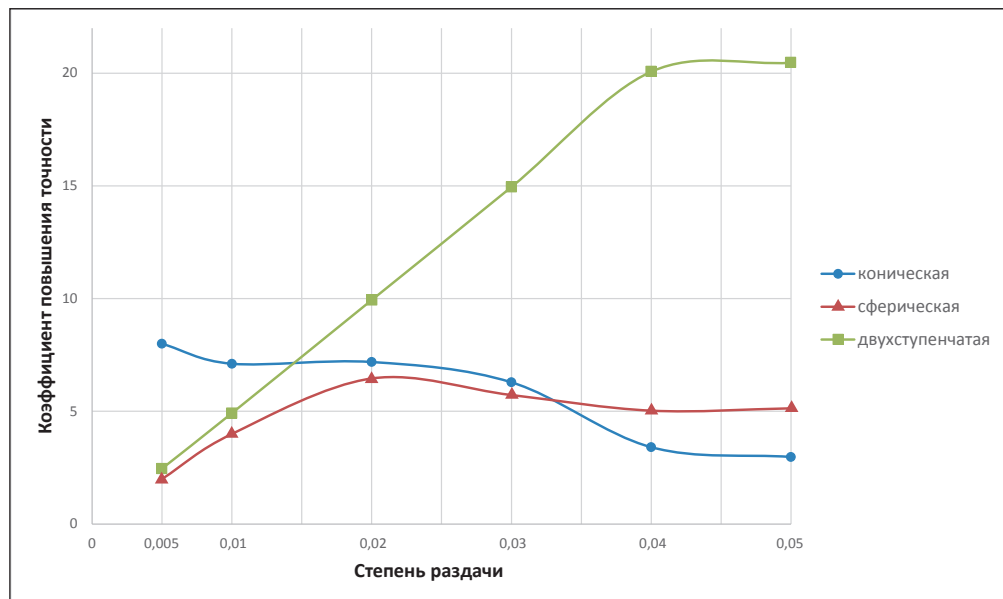


Рис. 30. Коэффициент повышения точности труб при калибровании разными видами оправок

При исследовании соотношения длины геометрического и фактического очага деформации $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ для процесса раздачи трубы двухступенчатой оправкой (см. рис. 31) было выявлено существенное уменьшение протяженности зон внеочаговой деформации. Можно отметить, что по сравнению с процессом раздачи на конической оправке при раздаче на двухступенчатой оправке значения отношения $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ выросли с 0,07...0,14 до 0,19...0,68.

Для сравнения распределения степеней деформации в очаге деформации и во внеочаговых зонах деформации при раздаче на двухступенчатой и на конической оправке приведено распределение тангенциальной и осевой компонент тензора деформаций в очаге деформации (см. рис. 32, б), на входе (см. рис. 32, а) и на выходе (см. рис. 32, в) из очага деформации на участках внеочаговой упругопластической деформации для раздачи трубы с относительной толстостенностью m , равной 1,15, и со степенью раздачи ϵ , равной 0,03. Стоит отметить, что для одних и тех же степеней раздачи, при калибровании на двухступенчатой оправке, в стенке возникают меньшие по величине тангенциальные и осевые степени деформации, а по характеру распределения более равномерные, чем при раздаче на конической оправке (см. рис. 18).

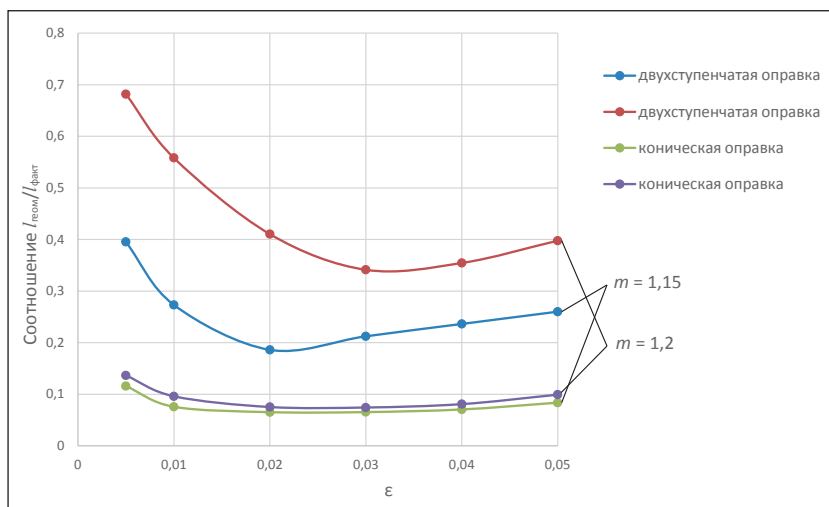


Рис. 31. Зависимость отношения длины геометрического и фактического очага деформации $l_{\text{геом}}/l_{\text{факт}}$ от степени раздачи при раздаче на двухступенчатой оправке

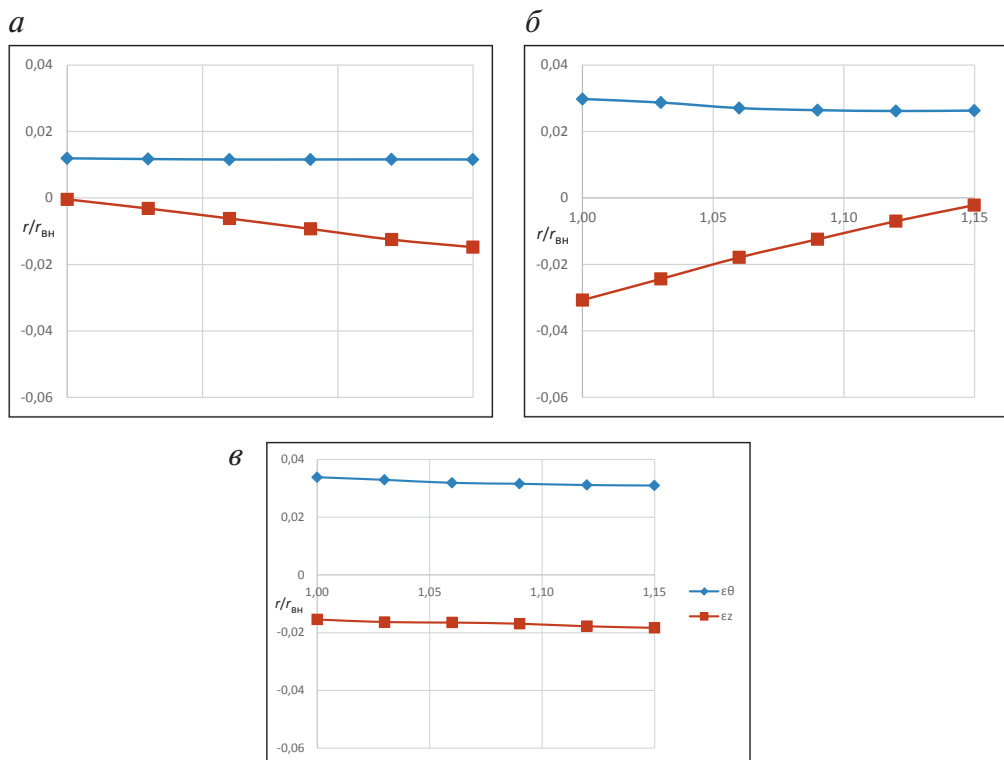


Рис. 32. Деформированное состояние в стенке трубы во внеочаговой зоне на входе в очаг деформации — а, в очаге деформации — б и во внеочаговой зоне на выходе из очага деформации — в при раздаче на двухступенчатой оправке

На рис. 33, *а*, *б*, *в* представлено поле распределения радиальной, тангенциальной и осевой компонент тензора деформации по сечению трубы, из которого также видно заметное уменьшение неравномерности распределения деформации по сечению стенки трубы по сравнению с полем распределения компонент тензора деформации по сечению стенки трубы при раздаче на конической оправке (см. рис. 19).

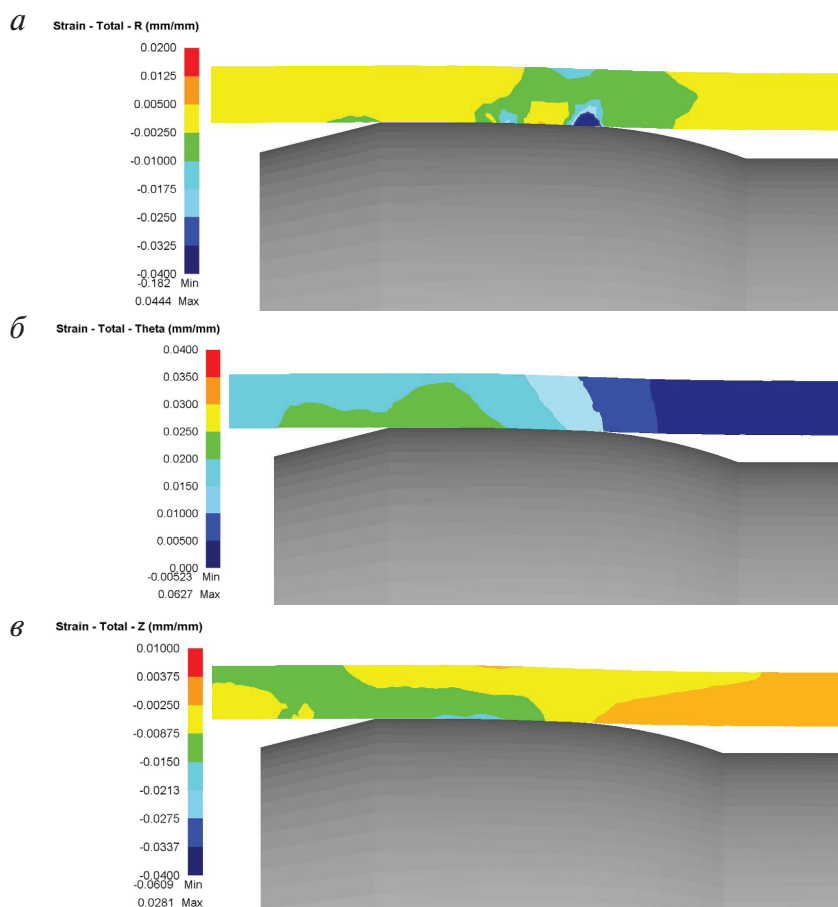


Рис. 33. Распределение радиальной — *а*, тангенциальной — *б* и осевой — *в* компонент тензора деформации по сечению трубы при раздаче на двухступенчатой оправке

С целью оценки неравномерности распределения интенсивности степени деформации ϵ_{ii} и глубины проникновения деформации по стенке трубы при раздаче на двухступенчатой оправке был рассчи-

тан коэффициент вариации интенсивности степени деформации ε_i в зависимости от степени раздачи. График зависимости коэффициента вариации от степени раздачи ε и от толстостенности m представлен на рис. 34.

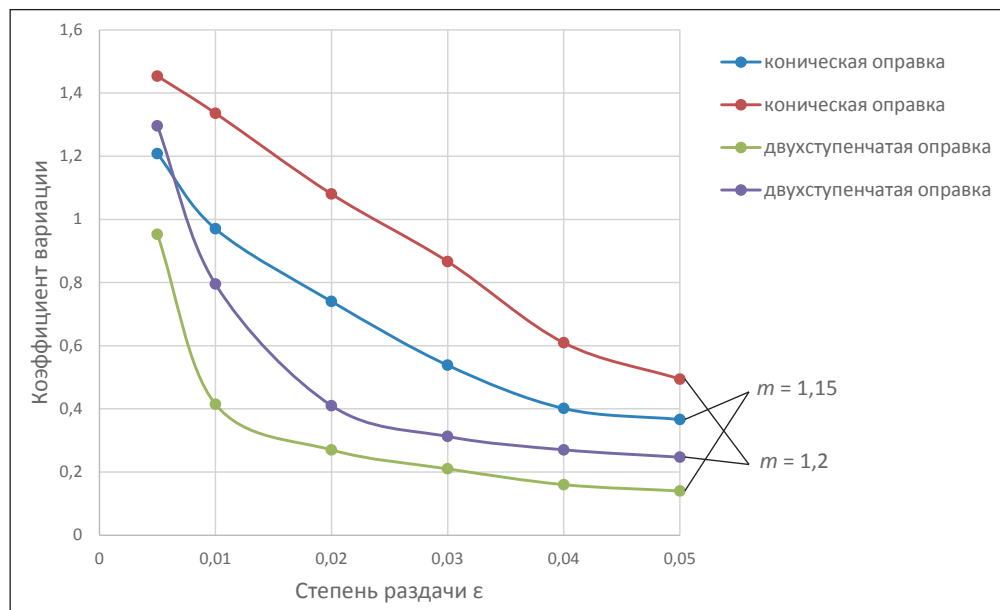


Рис. 34. Зависимость показателя неравномерности деформации от степени раздачи, толстостенности и вида оправки

Из графика видно, что по сравнению с раздачей на конической оправке при раздаче на двухступенчатой оправке достигается более равномерное распределение степени деформации сдвига по сечению стенки. Уменьшение неравномерности распределения деформации по толщине стенки трубы можно объяснить уменьшением величины изгиба трубы при раздаче на оправке, а также уменьшением величины внеочаговой деформации.

В качестве еще одного определяющего фактора была получена зависимость величины силы раздачи от степени раздачи ε , представленная на рис. 35. Было отмечено уменьшение требуемой силы раздачи при калибровании на двухступенчатой оправке по сравнению с калиброванием на конической оправке в среднем в 1,3 раза, что связано со снижением величин радиальной, тангенциальной и осевой деформации.

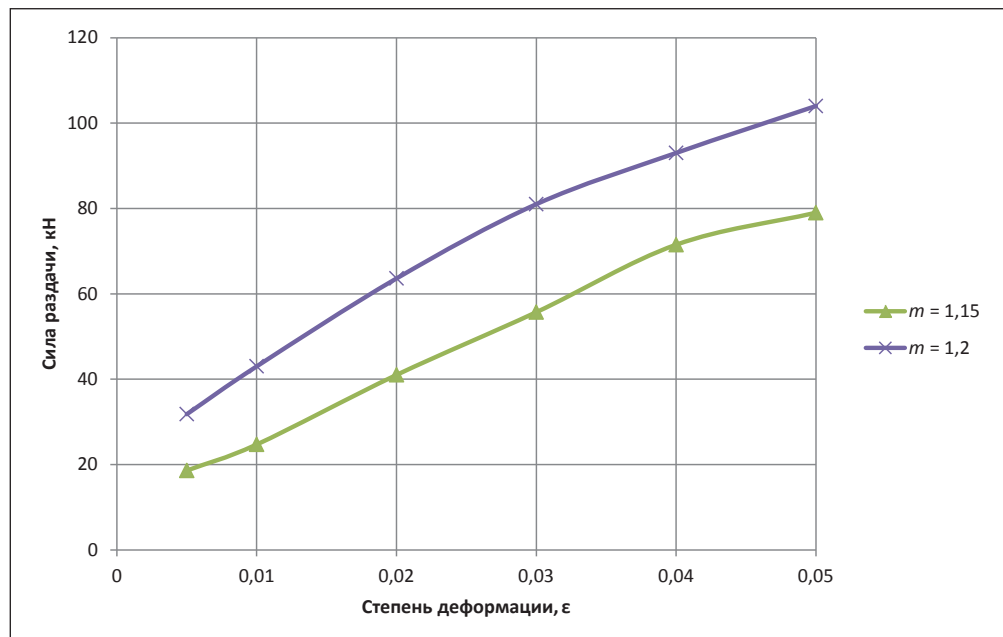


Рис. 35. Зависимость силы раздачи от степени деформации при раздаче на двухступенчатой оправке

Исследования точности, деформированного состояния, параметров очага деформации, силы раздачи, неравномерности деформации при калибровании на двухступенчатой оправке показали высокую эффективность применения двухступенчатой оправки взамен конической для использования в технологическом процессе лейнирования. Калибрование насосно-компрессорных труб на двухступенчатой оправке обеспечивает семикратное уменьшение разброса значений внутренних диаметров по сравнению с конической оправкой, а также двадцатикратное увеличение коэффициента повышения точности труб. Применение двухступенчатого типа оправок в процессе предварительного калибрования внутреннего диаметра труб перед лейнированием обеспечивает повышение точности внутреннего диаметра труб и повышение стабильности технологической операции лейнирования.

ГЛАВА 5.

Изготовление лейнированных насосно-компрессорных труб способом совместной раздачи на оправке

5.1. Особенности формоизменения при совместной деформации насосно-компрессорной трубы и лейнера

Основной операцией в технологии лейнирования [38–41] является операция совместной раздачи насосно-компрессорной трубы и внутренней вставки-лейнера способом протягивания через них оправки, в результате чего обеспечивается соединение слоев и получение слоистой композиционной трубы (рис. 36).

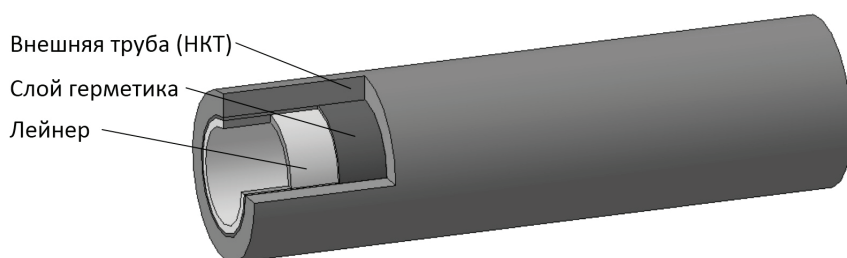


Рис. 36. Эскиз лейнированной трубы

Операции совместной раздачи на оправке труб-заготовок из разнородных металлов предшествует ряд подготовительных операций (см. табл. 14), включающих: калибрование внутреннего канала НКТ, обеспечивающее у нее минимальный разброс значений внутреннего диаметра; раздачу концов НКТ и лейнера для фиксации и удержания

труб в процессе совместной раздачи; нанесение герметика равномерным слоем на внутреннюю поверхность НКТ; введение внутрь НКТ лейнера; фиксацию концов труб и нанесение технологической смазки; совместную раздачу НКТ и лейнера. Схема совместной раздачи труб из разнородных металлов представлена на рис. 37. Предварительно подготовленные задние концы раздаваемых труб (лейнер и НКТ) зажимаются специальным устройством, после чего оправка, соединенная через стержень с тянущим узлом волочильного стана-расширителя, проходит через трубы, последовательно раздавая их по всей длине.

Таблица 14

Последовательность выполняемых операций

№ операции	Наименование операции	Назначение
Подготовительные операции		
1	Калибрование внутреннего канала НКТ БУ	Получение заданного внутреннего диаметра у НКТ, минимизация разброса значений зазора между НКТ и лейнером при дальнейшей сборке
2	Раздача конца НКТ	Фиксация калиброванной НКТ вместе с лейнером в процессе совместной раздачи
3	Раздача конца лейнера	Фиксация калиброванной НКТ вместе с лейнером в процессе совместной раздачи
Операции сборки и совместной раздачи		
4	Нанесение герметика на внутреннюю поверхность НКТ и одновременное введение лейнера в полость НКТ	Равномерное распределение герметика между НКТ и лейнером, заполнение язв на внутренней поверхности НКТ. Сборка и фиксация лейнера строго соосно в полости НКТ БУ
5	Передача собранной НКТ с лейнером на линию раздачи	Передача собранной НКТ с лейнером на линию раздачи с соблюдением условия соосности НКТ и лейнера линии раздачи
6	Нанесение технологической смазки, совместная раздача НКТ и лейнера	Получение лейнированной НКТ, удовлетворяющей требованиям ТУ
Заключительные операции		
7	Полимеризация герметика	Получение надежного сцепления между НКТ и лейнером в результате полимеризации герметика, вывод лейнированной НКТ с линии раздачи

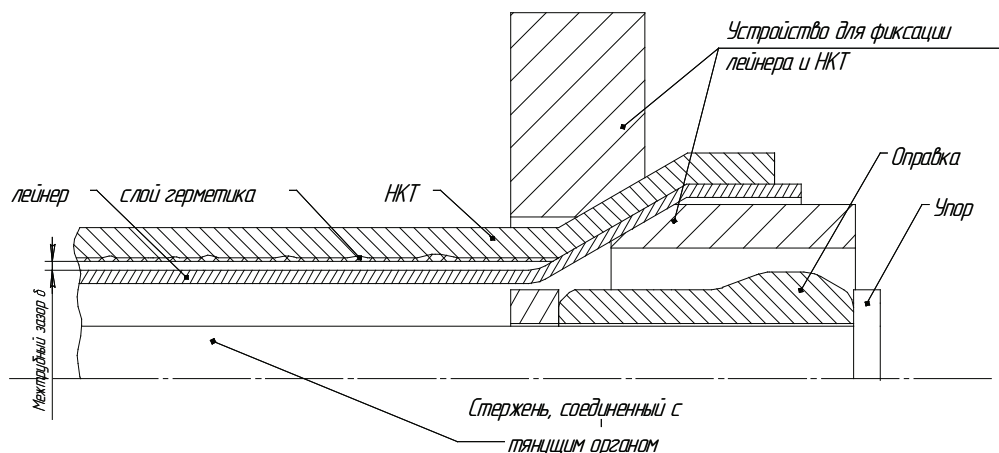


Рис. 37. Схема совместной раздачи труб на оправке

Предлагаемая технология изготовления лейнированных коррозионно-стойких труб создается впервые в отечественной и зарубежной практике трубного производства, что подтверждается аналитическим обзором литературы, в котором опубликованы лишь некоторые теоретические результаты, касающиеся технологии производства лейнированных труб. Поэтому одной из первоочередных задач является изучение механики совместной деформации, кинематики течения слоев при раздаче на оправке и выявление зависимостей параметров формоизменения труб от технологических факторов. Конечной целью выполняемого исследования является разработка рекомендаций и требований по режиму совместной раздачи труб.

Для успешного получения лейнированных насосно-компрессорных труб необходимо:

- обеспечение надежного сцепления лейнера с насосно-компрессорной трубой;
- удовлетворение лейнированных труб требованиям отечественных и зарубежных стандартов по точности размеров, уровню механических свойств и коррозионной стойкости.

Отличительной особенностью процесса изготовления лейнированных труб способом раздачи на оправке являются низкие, по сравнению с другими процессами обработки давлением разнородных металлов, деформации (степень раздачи ε не превышает значений 0,05–0,06). Как было отмечено в главе 2, весь процесс совместной раздачи лейнера и НКТ на оправке включает упругую раздачу лейнера; пластиче-

скую раздачу лейнера до момента соприкосновения наружной поверхности лейнера с внутренней поверхностью НКТ; совместную раздачу лейнера и НКТ, причем НКТ деформируется упруго; совместную пластическую деформацию лейнера и НКТ. После прохождения оправки начинается разгрузка материалов лейнера и НКТ, сопровождающаяся образованием натяга между оболочками.

Решение задачи целесообразно выполнять в пакете конечно-элементного моделирования, позволяющего избежать применения допущений и отследить влияние отдельных технологических факторов на свойства лейнированной трубы. Для анализа процесса совместной раздачи был использован пакет МКЭ-моделирования Deform-3D, который позволяет решать конструкторские и технологические задачи.

Моделирование процесса состоит из следующих этапов:

- разработка твердотельных моделей заготовок (НКТ и лейнера) и оснастки (оправки) в пакетах КОМПАС-3D или Solid Works. Для решения задачи достаточно построение ограниченного участка труб;
- импорт твердотельных моделей в Deform-3D и разбиение лейнера и НКТ на конечные элементы;
- позиционирование заготовок и оснастки. Определение граничных условий, задание коэффициентов трения, скорости перемещения инструмента;
- задание материала заготовок, прочностных и упругих характеристик. Для материала НКТ была выбрана сталь AISI-1045 (аналог стали 45), для лейнера — AISI-304 (аналог нержавеющей стали 12X18 Н10 Т);
- задание условий решения задачи (выбор метода решения, определения величины шага расчета).

Граничное условие на межслойной границе между НКТ и лейнером принято с учетом проскальзывания слоев относительно друг друга.

Для анализа процесса выбраны следующие целевые функции: конечные размеры заготовок после совместной деформации; напряжения на контакте с инструментом и на контакте между НКТ и лейнером; энергосиловые параметры процесса; относительные скорости и направления течения слоев металла НКТ и лейнера. Общий вид схемы поставленной задачи совместной раздачи труб на оправке представлен на рис. 38.

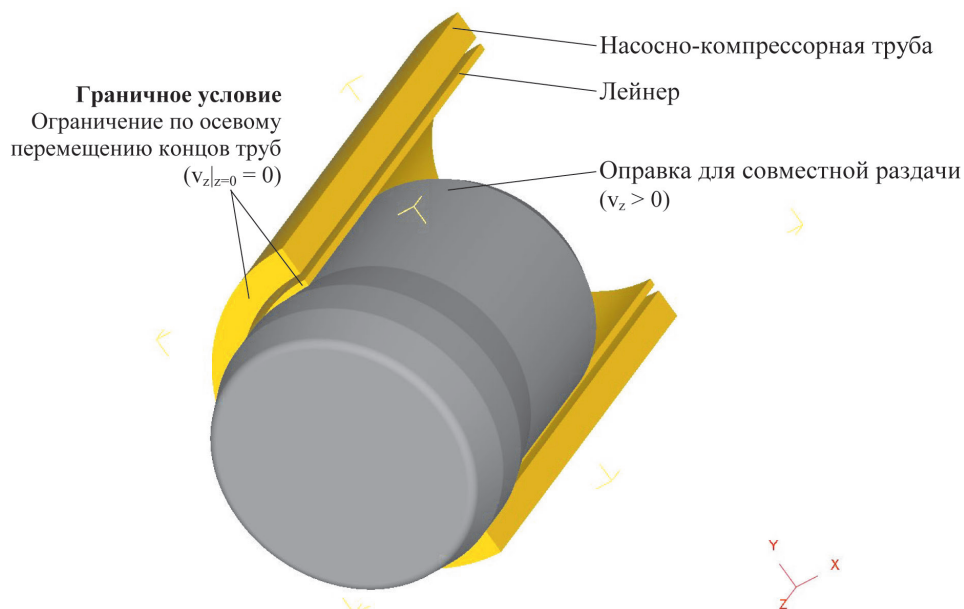


Рис. 38. Общая постановка задачи исследования совместной раздачи трубы из разнородных металлов

Для исследования особенностей течения слоев при совместной раздаче труб из разнородных металлов на оправке по сравнению с раздачей на оправке монолитной (из одного металла) трубы было проведено сопоставление свободной и совместной раздачи лейнера в аналогичных условиях. В поставленной задаче лейнеры типоразмера $60 \times 1,5$ мм раздавались оправкой, имеющей диаметр рабочей части 60 мм. В первом случае раздаче подвергался только лейнер, без контактирования с внутренней поверхностью НКТ, во втором случае лейнер раздавался совместно с НКТ $73 \times 5,5$. В табл. 15 приведены начальные условия вычислительного эксперимента и результаты моделирования в виде параметров формоизменения.

Таблица 15

Сопоставление параметров деформации лейнера при свободной и совместной раздаче

Параметр	Свободная раздача лейнера	Совместная раздача лейнера и НКТ
Типоразмер лейнера	$60 \times 1,5$	$60 \times 1,5$
Диаметр калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$, мм	60	60

Окончание табл. 15

Параметр	Свободная раздача лайнера	Совместная раздача лайнера и НКТ
Внутренний диаметр НКТ, мм	—	62,5
Конечный внутренний диаметр лайнера, мм	61,29	60,19
Относительное увеличение внутреннего диаметра лайнера $\Delta d_{\text{вн}}/d_{\text{вн0}}$, %	7,53	5,26
Конечный наружный диаметр лайнера, мм	64,16	62,8
Относительное увеличение наружного диаметра $\Delta d_{\text{нар}}/d_{\text{нар0}}$, %	6,93	4,67
Конечная толщина стенки, мм	1,43	1,31
Относительное утонение стенки лайнера $\Delta S/S_0$, %	4,43	12,6
Относительное удлинение лайнера $\Delta L/L_0$, %	–2,12	9,35

Как показало сопоставительное моделирование свободной и совместной раздачи лайнера, при свободной раздаче лайнер подвергается значительной внеочаговой деформации на выходе из очага деформации, составляющей 47 % от общей степени раздачи. При совместной раздаче лайнера и НКТ на оправке НКТ выступает в качестве внешней жесткой оболочки, сдерживая течение лайнера в радиальном направлении и обеспечивая прилегание лайнера к рабочей и калибрующей части оправки.

При свободной раздаче происходит утонение стенки лайнера и уменьшение длины трубы, что согласуется с теорией обработки металлов давлением [31]. При совместной раздаче происходит более интенсивное утонение стенки лайнера, в 3 раза превышающее утонение при свободной раздаче, вследствие обжатия оправкой на внутренней поверхности и насосно-компрессорной трубой на наружной поверхности, что вызывает удлинение лайнера на 9,35 %. Кинематика течения слоев для выбранной схемы деформации показана на рис. 39, на которой видны направления течения частиц металла лайнера и наружной оболочки (НКТ).

Из сопоставления свободной и совместной раздачи лайнера видно, что характер деформации при свободной раздаче, которая предшествует совместной деформации труб, и при совместной раздаче лайнера и НКТ отличаются. На рис. 40 показано распределение тангенциальной, радиальной и осевой компонент тензора деформации при свобод-

ной и совместной раздаче. Видно, что для совместной раздачи характерны меньшие значения компонент в радиальном направлении, что соответствует более интенсивному утонению, и положительные значения компонент в осевом направлении, что соответствует удлинению.

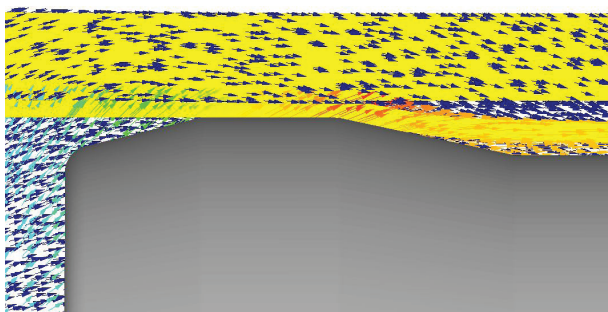


Рис. 39. Кинематика течения слоев при совместной раздаче

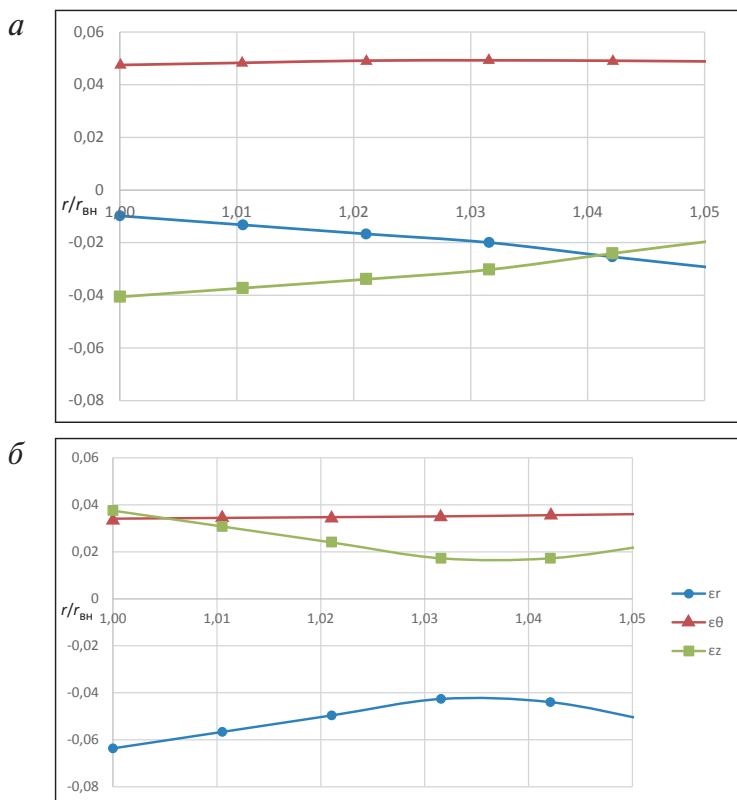


Рис. 40. Деформированное состояние в стенке лейнера при свободной — *a* и при совместной — *б* деформации

Отсюда следует, что при разработке режимов лайнирования следует учитывать различный характер деформации лайнера в процессе совместной раздачи на оправке. Важной технологической задачей является контроль удлинения лайнера, изготовляемого из дорогостоящего металла, или минимизация расходного коэффициента; определение зависимости неравномерности деформации от технологических факторов; определение зависимости параметров формоизменения от технологических факторов.

Одной из главных целей исследования технологии лайнирования является исследование закономерности формоизменения в зависимости от технологических факторов. Наибольший интерес представляют следующие параметры формоизменения: относительное удлинение лайнера после совместной раздачи; относительное утонение стенки лайнера при совместной раздаче; соотношение слоев лайнера и насосно-компрессорной трубы после раздачи; относительное увеличение наружного диаметра насосно-компрессорной трубы при совместной раздаче; неравномерность распределения степени деформации по слоям. По сравнению с формоизменением монометаллических труб при деформации формоизменение слоистых труб значительно сложнее из-за влияния на него многих технологических факторов, присущих только совместной деформации разнородных металлов: разница в уровне механических свойств составляющих слоистой трубы, выражаемая отношением сопротивления деформации более «мягкой» составляющей (металл лайнера) к более «твердой» (металл НКТ) $\frac{\sigma_m}{\sigma_t}$ [28]; влияние межслойной границы, выражаемое условием трения

и условием схватывания, возможностью проскальзывания слоев относительно друг друга; соотношение слоев лайнированной трубы; размеры заготовок; величина межтрубного зазора 2δ ; общая степень раздачи ϵ , рассчитываемая по формуле $\epsilon = \frac{d_{\text{опр}} - d_{\text{вн}}}{d_{\text{вн}}}$, где $d_{\text{опр}}$ — диаметр

калибрующей части оправки для совместной раздачи; $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр лайнера. В зависимости от влияния перечисленных факторов общая степень раздачи ϵ при совместной деформации труб может распределяться по слоям в разном соотношении.

Благодаря введению операции калибрования и разработке оптимальной конструкции оправки для калибрования удалось добиться повы-

шения точности внутреннего диаметра НКТ и снизить вероятность неконтролируемого удлинения или укорочения лейнера при совместной раздаче. Прочностные свойства металла лейнера определяются в зависимости от выбора стали или сплава лейнера для определенных условий эксплуатации в нефтедобывающей скважине. Исходя из этого на свойства лейнированных труб можно влиять в основном за счет выбора наружного диаметра лейнера и зависящего от него межтрубного зазора 2δ и за счет выбора диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ для совместной раздачи. Выбор межтрубного зазора 2δ и выбор диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ определяют соотношение свободной раздачи лейнера $\varepsilon_{\text{своб}}$ и совместной раздачи лейнера и НКТ $\varepsilon_{\text{совм}}$ в общей степени раздачи ε . Их влияние на исследуемые параметры можно выразить обобщенной характеристикой — коэффициентом совместной деформации $\frac{\varepsilon_{\text{совм}}}{\varepsilon}$, которая отражает величину предварительного наклепа лейнера перед совместной деформацией.

Для исследования влияния межтрубного зазора 2δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ на исследуемые параметры была выполнена серия опытов, согласно плану эксперимента (см. табл. 16). Внутренний диаметр НКТ $D_{\text{вн}}$ принят равным 64 мм для всех опытов. Наружный диаметр лейнера $d_{\text{нар}}$ изменялся в каждом эксперименте таким образом, чтобы обеспечить изменение одностороннего межтрубного зазора δ от 1,5 до 3,5 мм. Диаметр калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ выбирался таким образом, чтобы обеспечить совместную деформацию труб-заготовок, и для серии экспериментов принимался равным 61,5; 62 и 62,5 мм. Также в табл. 16 приведены результаты расчета коэффициента совместной деформации $\frac{\varepsilon_{\text{совм}}}{\varepsilon}$ в зависимости от выбора δ и $d_{\text{опр}}$. Для этого выполнялся расчет относительного утонения толщины стенки лейнера $\frac{\Delta s}{s}$ по формуле [31]

$$\frac{\Delta s}{s} = \varepsilon \frac{2 \operatorname{tg} \alpha (1 - \mu \cdot \operatorname{tg} \alpha) - \varepsilon \cdot \mu (1 + \operatorname{tg}^2 \alpha)}{4 \operatorname{tg} \alpha (1 - \mu \cdot \operatorname{tg} \alpha) + \varepsilon \cdot \mu (1 + \operatorname{tg}^2 \alpha)},$$

где α — угол наклона образующей конического участка оправки для совместной раздачи, который принят равным 12° , μ — коэффициент трения по Кулону, ε — степень раздачи. С учетом текущей толщины стенки s ($s = s - \Delta s$), найденной из вышеприведенной формулы, для каждого вычислительного эксперимента находился диаметр сечения

конического участка оправки $d_{\text{опр.своб}}$, на котором начиналось контактирование наружной поверхности лейнера с внутренней поверхностью НКТ и, следовательно, совместная деформация. Отсюда степень свободной раздачи лейнера $\epsilon_{\text{своб}} = \frac{d_{\text{опр.своб}} - d_{\text{вн}}}{d_{\text{вн}}}$, где $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр лейнера. Тогда степень совместной раздачи лейнера определяется как $\epsilon_{\text{совм}} = \epsilon - \epsilon_{\text{своб}}$.

Таблица 16

План эксперимента

№ п/п	$D_{\text{вн}}$, мм	$d_{\text{нар}}$, мм	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	ϵ	$d_{\text{опр.своб}}$, мм	s , мм	$\epsilon_{\text{своб}}$	$\epsilon_{\text{совм}}$	$\frac{\epsilon_{\text{совм}}}{\epsilon}$
1	64	61	1,5	61,5	0,06	61,1	1,45	0,05	0,007	0,11
2	64	60	2	61,5	0,08	61,14	1,43	0,07	0,006	0,08
3	64	59	2,5	61,5	0,10	61,2	1,4	0,09	0,005	0,05
4	64	58	3	61,5	0,12	61,24	1,38	0,11	0,005	0,04
5	64	57	3,5	61,5	0,14	61,3	1,35	0,14	0,004	0,03
6	64	61	1,5	62	0,07	61,1	1,45	0,05	0,02	0,23
7	64	60	2	62	0,09	61,14	1,43	0,07	0,02	0,17
8	64	59	2,5	62	0,11	61,2	1,4	0,09	0,01	0,13
9	64	58	3	62	0,13	61,24	1,38	0,11	0,01	0,11
10	64	57	3,5	62	0,15	61,3	1,35	0,14	0,01	0,09
11	64	61	1,5	62,5	0,08	61,1	1,45	0,05	0,02	0,31
12	64	60	2	62,5	0,10	61,14	1,43	0,07	0,02	0,25
13	64	59	2,5	62,5	0,12	61,2	1,4	0,09	0,02	0,20
14	64	58	3	62,5	0,14	61,24	1,38	0,11	0,02	0,17
15	64	57	3,5	62,5	0,16	61,3	1,35	0,14	0,02	0,14

На рис. 41 представлена зависимость коэффициента совместной деформации $\frac{\epsilon_{\text{совм}}}{\epsilon}$ от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$. Из графика видно, что при увеличении межтрубного зазора 2δ или, соответственно, уменьшении наружного диаметра лейнера $d_{\text{нар}}$ происходит уменьшение доли совместной деформации и увеличение доли свободной деформации лейнера. При увеличении диаметра оправки для совместной раздачи $d_{\text{опр}}$ происходит увеличение доли совместной деформации и уменьшение доли свободной деформации лейнера.

Для оценки неравномерности распределения степени деформации ϵ по слоям — между лейнером и НКТ, было исследовано среднее распределение степени деформации сдвига по толщине стенки лейнера $\Lambda_{\text{л}}^{\text{совм}}$ и НКТ $\Lambda_{\text{НКТ}}^{\text{совм}}$, причем для лейнера дополнительно было получено среднее распределение к концу его свободной деформации $\Lambda_{\text{л}}^{\text{своб}}$. Изучение проводилось по шести точкам, расположенным на равном расстоянии друг от друга по всей толщине стенки трубы. Неравномерность распределения деформации по слоям оценивалась показателем неравномерности деформации $\frac{\Lambda_{\text{НКТ}}^{\text{совм}}}{\Lambda_{\text{л}}^{\text{совм}}}$ — чем ближе его значение к 1, тем более равномерное распределение деформации между НКТ и лейнером при лейнировании. Результаты исследования сведены в табл. 17 и представлены на рис. 42 в виде графика зависимости.

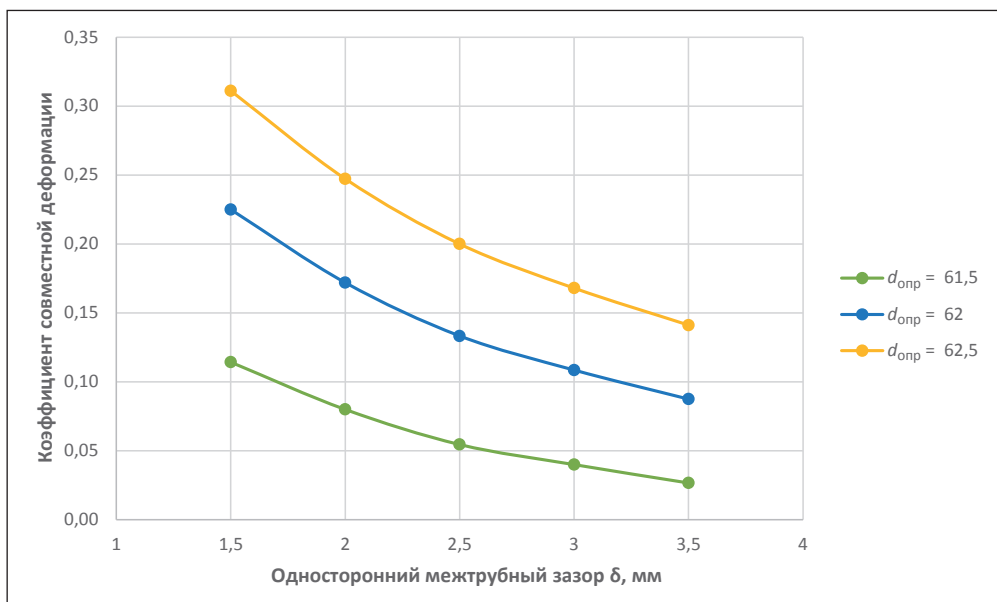


Рис. 41. Зависимость коэффициента совместной деформации от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

Таблица 17

**Результаты исследования неравномерности распределения
степени деформации сдвига по слоям**

№ П/П	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	$\frac{\varepsilon_{\text{совм}}}{\varepsilon}$	$\Lambda_{\text{л}}^{\text{своб}}$	$\Lambda_{\text{л}}^{\text{совм}}$	$\Lambda_{\text{НКТ}}^{\text{совм}}$	$\frac{\Lambda_{\text{НКТ}}^{\text{совм}}}{\Lambda_{\text{л}}^{\text{совм}}}$
1	1,5	61,5	0,11	0,0510	0,1411	0,0015	0,0108
2	2	61,5	0,08	0,0602	0,1444	0,0008	0,0058
3	2,5	61,5	0,05	0,0619	0,1400	0,0003	0,0024
4	3	61,5	0,04	0,0935	0,1523	0,0002	0,0015
5	3,5	61,5	0,03	0,0915	0,1668	0,0001	0,0004
6	1,5	62	0,23	0,0719	0,1884	0,0048	0,0254
7	2	62	0,17	0,0711	0,2123	0,0038	0,0177
8	2,5	62	0,13	0,0719	0,2432	0,0031	0,0139
9	3	62	0,11	0,0774	0,2568	0,0020	0,0079
10	3,5	62	0,09	0,0899	0,2638	0,0013	0,0047
11	1,5	62,5	0,31	0,0512	0,2646	0,0088	0,0332
12	2	62,5	0,25	0,0587	0,2821	0,0073	0,0257
13	2,5	62,5	0,20	0,0645	0,3091	0,0063	0,0203
14	3	62,5	0,17	0,0840	0,3538	0,0057	0,0184
15	3,5	62,5	0,14	0,1017	0,3753	0,0037	0,0100

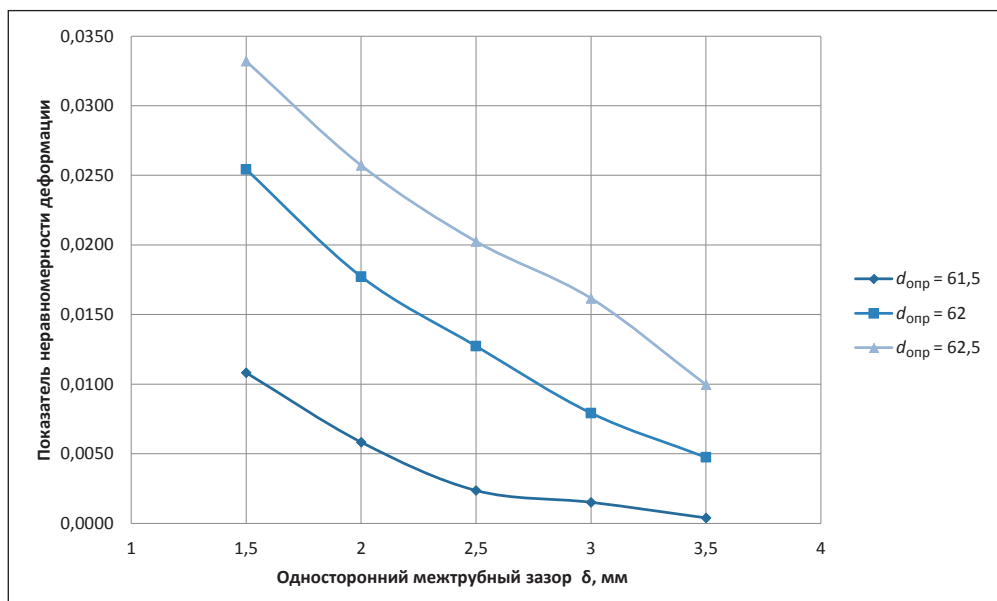


Рис. 42. Зависимость показателя неравномерности деформации от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

Из графика видно, что с увеличением одностороннего межтрубного зазора δ наблюдается большая неравномерность распределения полойных деформаций, что объясняется увеличением степени деформации лейнера, предшествующей совместной деформации с НКТ. С увеличением диаметра оправки наблюдается более равномерное распределение деформации, что связано с увеличением доли совместной деформации лейнера и НКТ. На рис. 43 представлена зависимость показателя неравномерности деформации от коэффициента совместной деформации, из которой видно, что с увеличением доли совместной деформации происходит более равномерное распределение деформации между лейнером и НКТ.

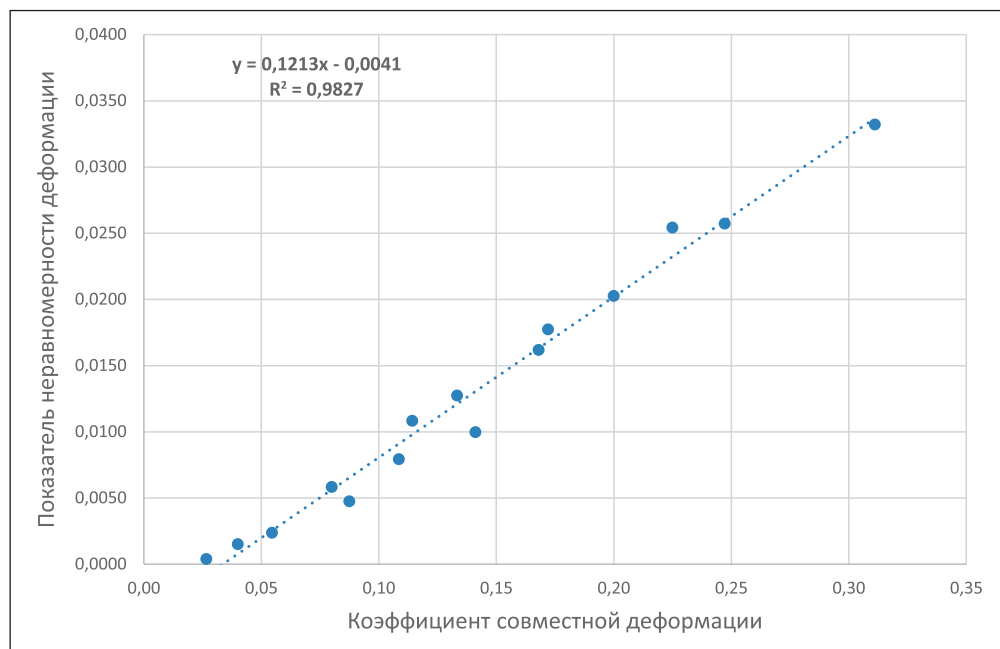


Рис. 43. Зависимость показателя неравномерности деформации от коэффициента совместной деформации

Большую роль на формоизменение и конечные размеры слоистой трубы оказывают свойства лейнера и НКТ. По условиям эксперимента в качестве материала НКТ принята сталь 45 (AISI-1045), а в качестве материала лейнера — сталь 12X18H10T (AISI-304). Для оценки упрочнения материалов в процессе деформации принято уравнение [32] $\sigma_s = \sigma_{s0} + g\Lambda^b$, где σ_s — текущее значение сопротивления де-

формации, σ_{s0} , g , b — константы, найденные из опытов. Для стали 45 константы равны: $\sigma_{s0} = 404,9$, $g = 502,6$ МПа, $b = 0,323$; для стали 12Х18Н10Т константы равны: $\sigma_{s0} = 236$, $g = 791$ МПа, $b = 0,532$ [32]. В исходном состоянии различие свойств лейнированной трубы, выражаемое отношением сопротивления деформации более «мягкой» составляющей (металл лейнера) к более «твердой» составляющей (металл НКТ) $\frac{\sigma_M}{\sigma_T}$, имеет значение 0,58. В процессе лейнирования, до контакта с внутренней поверхностью НКТ, происходит свободная раздача лейнера, во время которой металл лейнера постепенно упрочняется и отношение $\frac{\sigma_M}{\sigma_T}$ приближается к единице. Изменение значений сопротивления деформации для металла лейнера и НКТ показано в табл. 18.

Таблица 18

**Изменение значений сопротивления деформации лейнера и НКТ
в процессе лейнирования**

№ п/п	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	$\sigma_{s.l.своб}$, МПа	σ_{sl} , МПа	$\sigma_{s.нкт}$, МПа	$\frac{\sigma_{s.l.своб}}{\sigma_{s.0нкт}}$	$\frac{\sigma_{sl}}{\sigma_{s.нкт}}$
1	1,5	61,5	398,35	515,07	466,79	0,98	1,10
2	2	61,5	413,43	518,49	455,98	1,02	1,14
3	2,5	61,5	416,03	513,95	442,68	1,03	1,16
4	3	61,5	460,18	526,64	438,52	1,14	1,20
5	3,5	61,5	457,65	541,04	427,36	1,13	1,27
6	1,5	62	430,93	561,51	494,44	1,06	1,14
7	2	62	429,82	582,83	487,73	1,06	1,19
8	2,5	62	430,96	608,86	482,67	1,06	1,26
9	3	62	438,74	619,77	472,81	1,08	1,31
10	3,5	62	455,62	625,33	462,96	1,13	1,35
11	1,5	62,5	398,71	625,97	513,82	0,98	1,22
12	2	62,5	411,06	639,42	507,28	1,02	1,26
13	2,5	62,5	419,95	659,55	502,52	1,04	1,31
14	3	62,5	447,79	691,11	499,72	1,11	1,38
15	3,5	62,5	470,52	705,64	487,56	1,16	1,45

В табл. 18 $\sigma_{s.l.своб}$ равно текущему значению сопротивления деформации лейнера к концу свободной раздачи лейнера и началу совмест-

ной раздачи с НКТ. Отношение $\frac{\sigma_{s \text{ л.своб}}}{\sigma_{s \text{ 0НКТ}}}$, характеризующее отличие

в уровне прочностных свойств металлов к началу совместной деформации лейнера и НКТ, равно или больше единицы. Это означает, что в момент начала совместной деформации лейнера и НКТ металл лейнера становится близок по прочностным свойствам к металлу НКТ. В табл. 18 $\sigma_{s \text{ НКТ}}$ является сопротивлением деформации металла НКТ к концу совместной деформации, $\sigma_{s \text{ л}}$ — сопротивлением деформации металла лейнера к концу совместной деформации, а $\frac{\sigma_{s \text{ л}}}{\sigma_{s \text{ НКТ}}}$ — отноше-

нием сопротивления деформации лейнера к сопротивлению деформации НКТ к концу совместной деформации. Из таблицы видно, что во всех случаях отношение $\frac{\sigma_{s \text{ л}}}{\sigma_{s \text{ НКТ}}}$ больше единицы.

Результаты исследования параметров формоизменения лейнера и НКТ при совместной деформации представлены в табл. 19 и табл. 20. Из конечных размеров и параметров формоизменения лейнера, представленных в табл. 19, видно увеличение относительного утонения толщины стенки лейнера с увеличением одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ (см. рис. 44).

Таблица 19

Параметры формоизменения лейнера

№ п/п	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	$d_{\text{вн}}^0$, мм	$\frac{\Delta d_{\text{вн}}}{d_{\text{вн}}^0}$, %	$d_{\text{нар}}^1$, мм	$\frac{\Delta d_{\text{нар}}}{d_{\text{нар}}^0}$, %	s_1 , мм	$\frac{\Delta s}{s_0}$, %	$\frac{\Delta L}{L_0}$, %
1	1,5	61,5	58	6,00	64,08	5,05	1,3	13,33	9,36
2	2	61,5	57	7,89	64,06	6,77	1,28	14,67	9,20
3	2,5	61,5	56	9,82	64,04	8,54	1,27	15,33	8,19
4	3	61,5	55	11,89	64,02	10,38	1,24	17,33	8,87
5	3,5	61,5	54	13,96	64	12,28	1,23	18,00	7,83
6	1,5	62	58	7,02	64,3	5,41	1,12	25,67	26,68
7	2	62	57	8,84	64,12	6,87	1,04	30,67	33,76
8	2,5	62	56	10,75	64,08	8,61	1,03	31,33	32,81
9	3	62	55	12,73	64,04	10,41	1,02	32,00	31,84
10	3,5	62	54	14,81	64,02	12,32	1,01	32,67	30,81
11	1,5	62,5	58	8,03	64,61	5,92	0,975	35,00	43,85

Окончание табл. 19

№ п/п	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	$d_{\text{вн}}^0$, мм	$\frac{\Delta d_{\text{вн}}}{d_{\text{вн}}^0}$, %	$d_{\text{нар}}^1$, мм	$\frac{\Delta d_{\text{нар}}}{d_{\text{нар}}^0}$, %	s_1 , мм	$\frac{\Delta s}{s_0}$, %	$\frac{\Delta L}{L_0}$, %
12	2	62,5	57	9,72	64,42	7,37	0,94	37,33	47,06
13	2,5	62,5	56	11,68	64,33	9,03	0,90	40,33	51,92
14	3	62,5	55	13,71	64,29	10,84	0,88	41,67	52,74
15	3,5	62,5	54	15,76	64,25	12,72	0,87	42,00	50,98

Таблица 20

Параметры формоизменения НКТ

№ п/п	δ , мм	$d_{\text{опр}}$, мм	$D_{\text{вн}}^1$, мм	$\frac{\Delta D_{\text{вн}}}{D_{\text{вн}}^0}$, %	$D_{\text{нар}}^1$, мм	$\frac{\Delta D_{\text{нар}}}{D_{\text{нар}}^0}$, %	$\frac{\Delta s}{s_0}$, %	$\frac{\Delta L}{L_0}$, %
1	1,5	61,5	64,08	0,12	73,64	0,054	0,42	0,33
2	2	61,5	64,06	0,09	73,64	0,054	0,21	0,14
3	2,5	61,5	64,04	0,06	73,64	0,054	0,00	-0,06
4	3	61,5	64,02	0,03	73,62	0,027	0,00	-0,03
5	3,5	61,5	64	0,00	73,6	0,000	0,00	0,00
6	1,5	62	64,3	0,47	73,81	0,285	0,94	0,57
7	2	62	64,12	0,19	73,7	0,136	0,21	0,05
8	2,5	62	64,09	0,14	73,67	0,095	0,21	0,09
9	3	62	64,04	0,06	73,64	0,054	0,00	-0,06
10	3,5	62	64,02	0,03	73,62	0,027	0,00	-0,03
11	1,5	62,5	64,61	0,95	74,11	0,693	1,04	0,24
12	2	62,5	64,42	0,66	73,98	0,516	0,42	-0,16
13	2,5	62,5	64,33	0,52	73,9	0,408	0,31	-0,14
14	3	62,5	64,29	0,45	73,87	0,367	0,21	-0,20
15	3,5	62,5	64,25	0,39	73,83	0,313	0,21	-0,14

Зависимость относительного удлинения лейнера от одностороннего межтрубного зазора δ не показывает определенной закономерности — при увеличении одностороннего межтрубного зазора δ наблюдается как увеличение, так и уменьшение относительного удлинения, однако при увеличении диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ наблюдается увеличение относительного удлинения (см. рис. 45).

Из конечных размеров и параметров формоизменения НКТ видно, что толщина стенки НКТ в процессе совместной деформации практически не изменяется. Общая степень деформации при совместной раздаче распределяется, в основном, на утонение толщины стенки лейнера

и увеличение внутреннего диаметра НКТ (см. рис. 46). Из рис. 46 видно, что с уменьшением одностороннего межтрубного зазора δ и увеличением диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ происходит увеличение внутреннего диаметра НКТ.

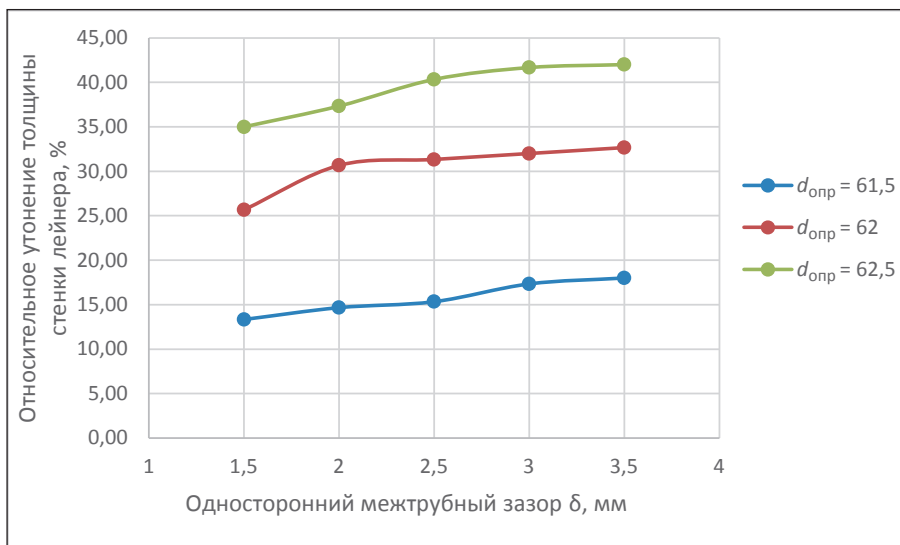


Рис. 44. Зависимость относительного утонения лейнера от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

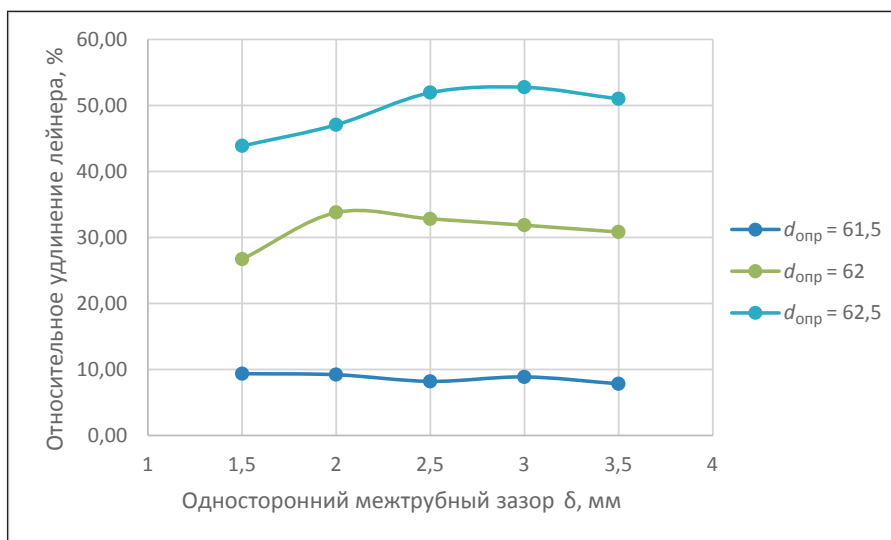


Рис. 45. Зависимость относительного удлинения лейнера от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

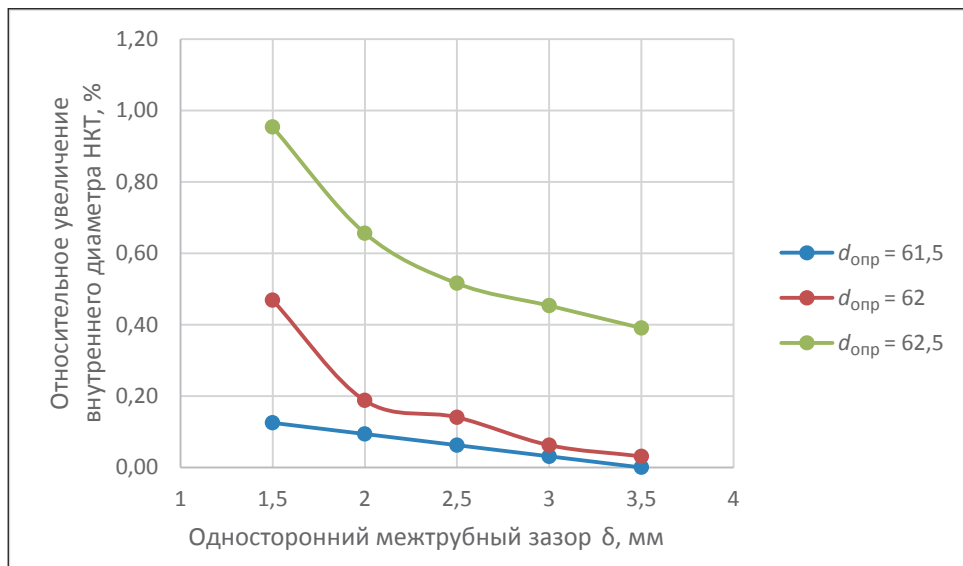


Рис. 46. Зависимость относительного увеличения внутреннего диаметра НКТ от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

На рис. 47 представлена зависимость относительного увеличения наружного диаметра НКТ от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$, из которой видно, что при увеличении межтрубного зазора наблюдается уменьшение значений относительного увеличения наружного диаметра лейнированной трубы, что связано с предварительным утонением толщины стенки лейнера при раздаче. Отмеченное обстоятельство может способствовать решению проблемы удовлетворения лейнированных труб требованию стандарта на наружный диаметр.

На рис. 48 представлен график зависимости толщин слоев лейнера и НКТ от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$, по которому можно оценить соотношение слоев в лейнированной трубе до и после совместной раздачи.

График зависимости силы, действующей на оправку, от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$ представлен на рис. 49.

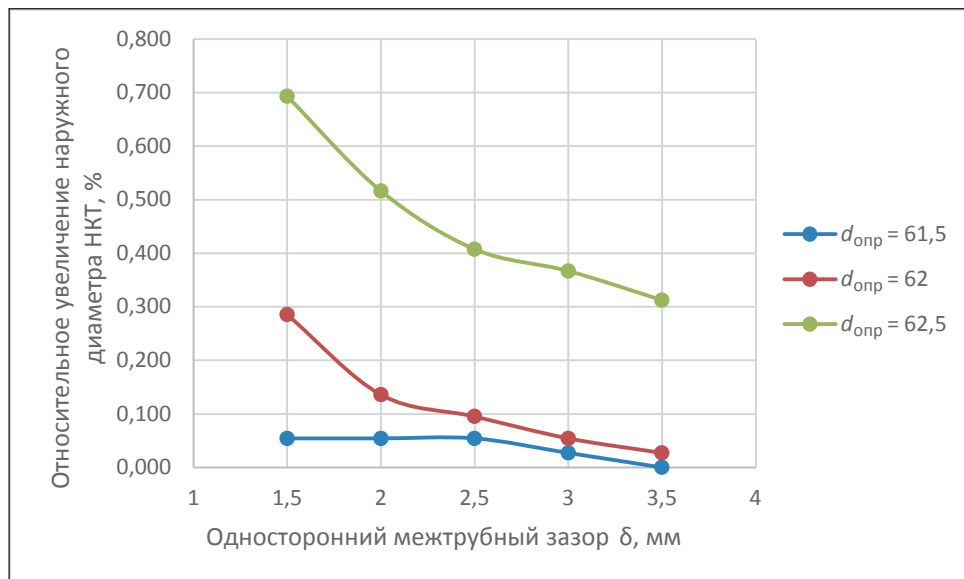


Рис. 47. Зависимость относительного увеличения наружного диаметра НКТ от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

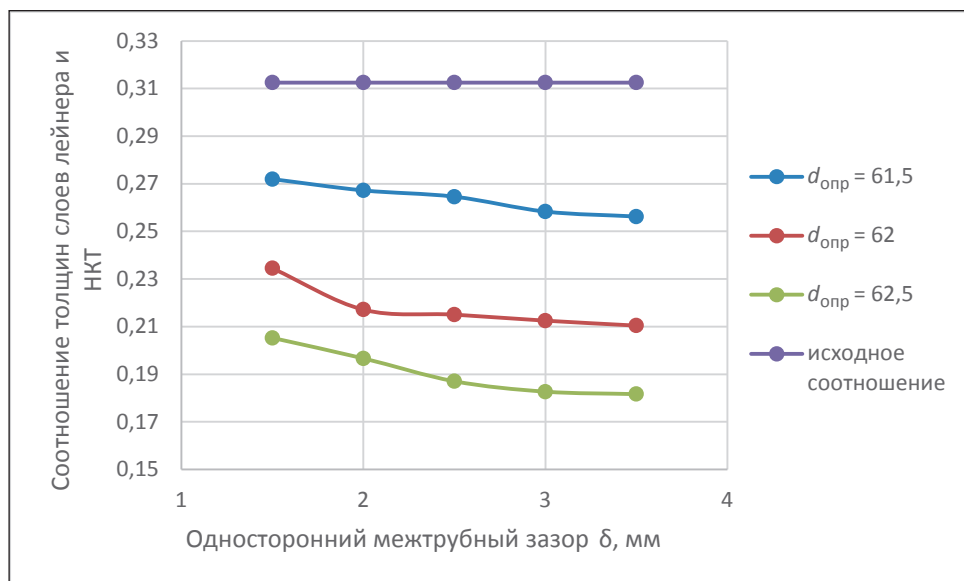


Рис. 48. Соотношение толщин слоев лейнера и НКТ

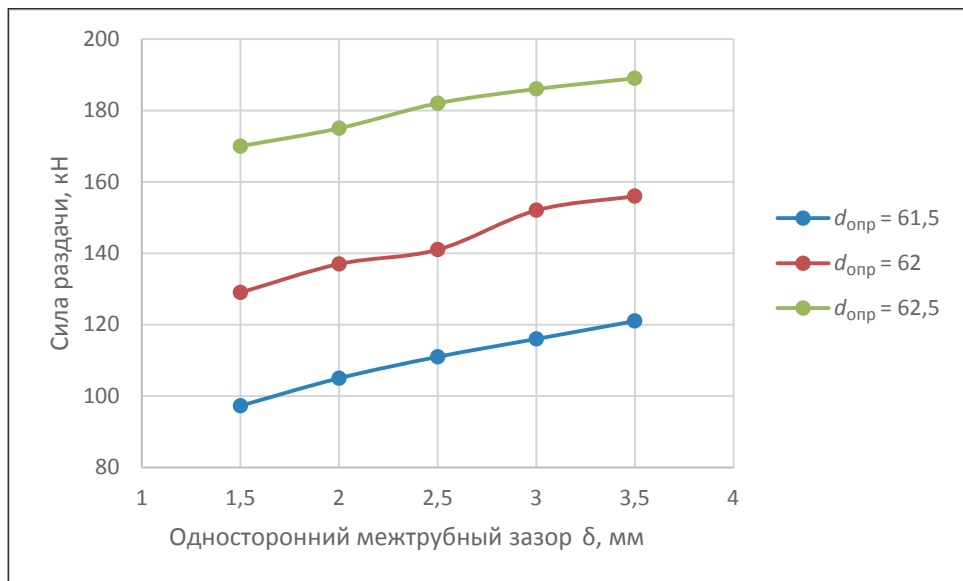


Рис. 49. Зависимость силы раздачи от одностороннего межтрубного зазора δ и диаметра калибрующей части оправки $d_{\text{опр}}$

5.2. Результаты экспериментального исследования производства и эксплуатации в промышленных условиях лейнированных насосно-компрессорных труб

Стендовые испытания лейнированных насосно-компрессорных труб

Опытные образцы¹ лейнированной трубы были изготовлены из шести биметаллических патрубков длиной 1700–1900 мм. На трех из шести изношенных НКТ с дефектами глубиной более 1,9 мм в среднем сечении по длине дополнительно перед лейнированием наносили по четыре сквозных отверстия диаметром 3 мм. Изношенные НКТ лейнировали раздачей электросварными трубами 47×1,5 мм из стали марки 10. Межслойные зазоры и резьбовые соединения сборной трубы

¹ Работы выполнялись совместно с ООО НПО «ТЭМП».

были загерметизированы герметиком. Патрубки соединяли друг с другом по резьбе муфтами. Испытание сборных биметаллических труб осуществлялось на гидравлическом прессе «Bracker» в трубопрокатном цехе № 4 ОАО «ПНТЗ». Гидравлическое давление за шесть ступеней изменяли от 14,7 МПа до 56,9 МПа с выдержкой 60 с. По результатам испытаний сборная биметаллическая труба длиной 9500 мм выдержала испытание под давлением, которое на 13 % превосходило нормативное значение по ГОСТ Р 52203—2004 для НКТ группы прочности Д, изготавливаемых по традиционной технологии. Нарушение герметичности межслойных зазоров и резьбовых соединений с полным сохранением несущей способности по всей длине биметаллической трубы, включая участки со сквозными отверстиями диаметром 3 мм, выполненных сверлением в теле НКТ, не наблюдалось.

Промысловые испытания лейнированных насосно-компрессорных труб

Экспериментальное исследование¹ эксплуатационного ресурса лейнированных труб осуществлялось на основе экспертной оценки эксплуатационных характеристик и механических свойств новых и лейнированных труб после их длительной эксплуатации в реальных промысловых условиях. Сравнительной оценке подвергались лейнированные и новые трубы 73×5,5 мм группы прочности Д, с аналогичной защитой внутренней поверхности НКТ покрытием ПЭП-585, эксплуатация которых осуществлялась в нагнетательных скважинах.

В составе насосно-компрессорной колонны нагнетательной скважины установлены 116 лейнированных НКТ общей длиной 733 м и 51 шт. новых НКТ. Демонтаж нагнетательной насосно-компрессорной колонны осуществляли через 883 суток.

Инспекцией труб установлено, что:

- лейнированные НКТ не претерпели никаких изменений, все 116 труб пригодны для дальнейшей эксплуатации;
- из 51 новых НКТ на 5 трубах (10 %) выявлены недопустимые дефекты покрытия. Дефектные трубы были заменены новыми;

¹ Работы выполнялись совместно с ООО НПО «ТЭМП».

- все экспериментальные и новые НКТ были смонтированы в другую нагнетательную скважину и продолжают эксплуатироваться до настоящего времени в штатном режиме, без замечаний.

Из лейнированных и новых НКТ (после их эксплуатации в течение 883 суток) изготовлены образцы для испытаний на сплющивание, раздачу конусом, бортование, изгиб, адгезию покрытия ПЭП-585. При выполнении лабораторных испытаний установлено:

- Бывшие в эксплуатации НКТ, использованные для изготовления лейнированных труб, выдержали сплющивание до $0,5D$, где D — исходный диаметр труб, без разрушения металла. Металл лейнера при максимально возможном сплющивании, т. е. до соприкосновения стенок труб, не разрушился ни по основному металлу, ни по сварному соединению. Целостность покрытия ПЭП-585 на новых НКТ была нарушена при сплющивании до $0,5D$, а на лейнированных НКТ разрушения покрытия не наблюдалось.
- Образцы лейнированных НКТ без разрушения металла выдержали раздачу конусом с увеличением наружного диаметра образцов труб от исходного диаметра до 15 %.
- Образцы из лейнированных НКТ выдержали испытания на загиб до 30° без разрушения металла и отслоения лейнера от НКТ и покрытия ПЭП-585 от лейнера.
- Качество покрытия ПЭП-585 на термостойкость испытали нагревом образцов труб в горячей воде до 90°C в течение 4 часов. Покрытие на новых трубах отслоилось в виде «чулка», а на лейнированных трубах полностью сохранилось.
- Ремонтопригодность лейнированных труб установили зачисткой ранее нанесенного покрытия дробеструйным аппаратом с последующим нанесением нового покрытия, удовлетворительное качество которого подтверждено лабораторными испытаниями.
- Разрезка лейнированных труб осуществляется без отслоения лейнера.

На всех экспериментальных объектах (всего 4) опытно-промышленная эксплуатация лейнированных НКТ продолжается в штатном режиме, без замечаний.

Заключение

Лейнированные насосно-компрессорные трубы являются новым видом продукции, их долговечность превосходит долговечность насосно-компрессорных труб, применяемых в настоящее время более чем в 4 раза. Освоение технологии восстановления НКТ, исчерпавших первоначальный эксплуатационный ресурс, направлено на повышение технико-экономических показателей добычи нефти в России, многократное уменьшение энергозатрат в процессе обслуживания и эксплуатации нефтяных скважин, что соответствует научно-технологическим российским и мировым приоритетам, государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации № 321 от 15 апреля 2014 г., а также приоритетным направлениям науки, технологий и техники и перечню критических технологий, утвержденных указом Президента Российской Федерации № 899 от 7 июля 2011 года.

Список библиографических ссылок

1. Nyborg R. Controlling Internal Corrosion in Oil and Gas Pipelines // Business Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review. — 2005. — ISSUE 2. — P. 70–74.

2. Corrosion in the Oil Industry / D. Brondel [et al.] // Oilfield review. — 1994. — April. — P. 4–18.

3. Алексеев Ю. В. Подбор коррозионно-стойких НКТ к условиям месторождений ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК» // Инженерная практика. — 2012. — № 1. — С. 64–71.

4. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа / С. А. Князькин, А. В. Иоффе, М. А. Выбойщик, А. О. Зырянов // Металловедение и термическая обработка металлов. — 2012. — № 10. — С. 10–14.

5. Даминов А. А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. — 2010. — № 6. — С. 26–36.

6. Сафонов В. Н., Ким С. К. Эксплуатация осложненного коррозией фонда скважин в ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика. — 2012. — № 1. С. 50–59.

7. Ивановский В. Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Коррозия. Территория Нефтегаз. — 2011. — № 1. — С. 18–25.

8. Анализ мероприятий по защите от коррозии и предотвращению солеотложения на 301–303 залежах НГДУ «Лениногорскнефть» и выдача рекомендаций по повышению эффективности проводимых мероприятий / М. Н. Мингазов [и др.] // Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». — 2012. — 88 с.

9. Влияние модифицирования, микролегирования и термической обработки на коррозионную стойкость и механические свойства стали 15Х5М / Т. В. Тетюева [и др.] // *Металловедение и термическая обработка металлов*. — 2012. — № 10. — С. 15–22.

10. Patton C. C. Applied water technology // *Campbell Petroleum Series*. 1986. — 364 p.

11. Фрейдлин М. О., Шадымухамедов С. А. Проблема выбора стали для насосно-компрессорных труб, эксплуатируемых в углекислых средах // *Коррозия. Территория Нефтегаз*. — 2011. — № 1. — С. 28–34.

12. Лазарев А. Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // *Инженерная практика*. — 2011. — № 8. — С. 14–20.

13. Smith L. Control of corrosion in oil and gas production tubing // *British Corrosion Journal*. — 1999. — Vol. 34, No. 4. — P. 247–253.

14. Craig B. D., Smith L. Corrosion Resistant Alloys (CRAs) in the oil and gas industry — selection guidelines update. — The Nickel Institute. — 3rd Edition. — September 2011. — P. 12.

15. Cerruti S. An Overview of Corrosion Resistant Alloy Steel Selection and Requirements for Oil and Gas Industry // *AGIP Divisione Esplorazione e Produzione*. — 1998. — P. 9.

16. ISO 15156–1 Petroleum and natural gas industries. — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials. — NACE International / ISO, 2001. — 149 p.

17. Smith L. Engineering with clad steel. NiDI, Technical Series № 10064, Nickel Development Institute, Birmingham, 1996. — 19 p.

18. Koning A. C., Nakasugi H., Ping Li. TFP and TFT back in town (Tight Fit CRA lined Pipe and Tubing) // *Stainless Steel World*. — 2003. — P. 1–12.

19. Технология трубного производства / В. Н. Данченко, А. П. Коликов, Б. А. Романцев, С. В. Самусев. — М. : Интерметинжиниринг, 2002. — 640 с.

20. Технология производства труб / И. Н. Потапов [и др.]. — М. : Металлургия, 1994. — 528 с.

21. Технология и оборудование трубного производства / В. Я. Осадчий, А. С. Вавилин, В. Г. Зимовец, А. П. Коликов. — М. : Интермет Инжиниринг, 2001. — 606 с.

22. Харитонов В. В., Богатов А. А., Власов В. М. Оборудование для производства электросварных труб. — Екатеринбург : УрФУ, 2010. — 262 с.

23. Друян В. М., Гуляев Ю. Г., Чукмасов С. А. Теория и технология трубного производства. — Днепропетровск: Днепр-ВАЛ, 2001. — 544 с.
24. Технология и оборудование трубного производства / В. Я. Осадчий, А. С. Вавилин, В. Г. Зимовец, А. П. Коликов. — М. : Интерметинжиниринг, 2001. — 608 с.
25. ГОСТ 633–80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. — М. : ИПК Издательство стандартов, 1997. — 43 с.
26. ГОСТ Р 52203–2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. — М. : ИПК Издательство стандартов, 2004. — 54 с.
27. API Specifiaction 5CT. Specification for Casing and Tubing. Eight Edition, July 1, 2005. ISO 11960:2004, Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as casing or tubing for wells. — API. 2005. — 306 p.
28. Аркулис Г. Э. Совместная пластическая деформация разных металлов. — М. : Металлургия, 1964. — 272 с.
29. Forming mechanism of double-layered tubes by internal hydraulic expansion / F. Liu [et al.] // International Journal of Pressure Vessels and Piping. — 2004. — 81. — P. 625–633.
30. Wang X., Li P., Wang R. Study on hydro-forming technology of manufacturing bimetallic CRA-lined pipe // International Journal of Machine Tools & Manufacture. — 2005. — 45. — P. 373–378.
31. Теория обработки металлов давлением / И. Я. Тарновский [и др.]. — М. : Металлургия, 1963. — 673 с.
32. Богатов А. А. Механические свойства и модели разрушения металлов : учеб. пособие для вузов. — Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. — 329 с.
33. Пластичность и разрушение / В. Л. Колмогоров [и др.]. — М. : Металлургия, 1977. — 336 с.
34. Биргер И. А. Остаточные напряжения. — М. : Машгиз, 1963. — 233 с.
35. Богатов А. А., Салихьянов Д. Р. Исследование точности внутреннего диаметра горячекатаных труб при раздаче // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. — 2015. — Т. 58. № 1. — С. 35–38.
36. Bogatov A., Salikhyanov D. Internal-diameter precision in the expansion of hot-rolled pipe // Steel in Translation. — 2015. — № 1. — P. 25–28.
37. Богатов А. А., Салихьянов Д. Р. Конечно-элементный анализ повышения точности внутреннего канала труб конструкционного значения // Заготовительные производства в машиностроении. — 2015. — № 6. — С. 18–22.

38. Богатов Н. А., Богатов А. А., Салихьянов Д. Р. Лейнированные коррозионно-стойкие насосно-компрессорные трубы // Сталь. — 2014. — № 11. — С. 86–88.

39. Bogatov N. A., Bogatov A. A., Salikhyanov D. R. Corrosion-Resistant Lined Pump and Compressor Pipe // Steel in Translation. — 2014. — Vol. 44, № 11. — P. 867–869.

40. Богатов Н. А., Богатов А. А., Салихьянов Д. Р. Восстановление служебных характеристик насосно-компрессорных труб, отработавших первоначальный эксплуатационный ресурс, способом лейнирования // Metallurg. — 2014. — № 11. — С. 80–84.

41. Bogatov N. A., Bogatov A. A., Salikhyanov D. R. Use of The Lining Method to restore the Service Characteristic of Pump-Compressor Tubing that has exhausted its original service life // Metallurgist. — 2014. — Vol. 58, № 11–12. — P. 1006–1010.

Учебное издание

Богатов Николай Александрович
Богатов Александр Александрович
Салихьянов Денис Ринатович

**ЛЕЙНИРОВАННЫЕ
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ
ТРУБЫ**

Редактор Н. П. Кубыщенко
Верстка О. П. Игнатьевой

Подписано в печать 19.04.2017. Формат 70×100/16.
Бумага писчая. Печать цифровая. Гарнитура Newton.
Уч.-изд. л. 4,8. Усл. печ. л. 7,74. Тираж 50 экз.
Заказ 103

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8(343)375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8(343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8(343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru



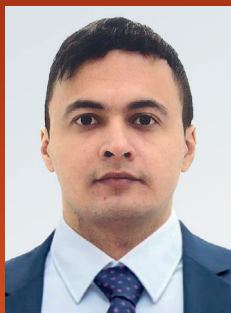
БОГАТОВ НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

Доктор экономических наук, лауреат Государственной Премии СССР и Премии Совета Министров СССР, автор более 70 изобретений СССР и патентов РФ, 60 научно-технических публикаций. В 1969–1976 гг. — главный инженер, директор Волжского трубного завода; в 1976–1990 гг. — заместитель начальника отдела металлургии Госплана СССР; в 1990–1994 гг. — генеральный директор ОАО «Уралтрубпром». Специалист в области оборудования и технологии производства электросварных труб, определивших прогрессивные тенденции динамичного развития трубосварочного производства в СССР при минимальных капитальных вложениях, экономии материальных и энергетических ресурсов в области производства и потребления трубной продукции.



БОГАТОВ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ

Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Обработка металлов давлением», известный специалист в области механики обработки металлов давлением и механики разрушения металлов. Под его руководством созданы новые методики и уникальное оборудование для исследования диаграммы пластичности и разрушения металлов, реологических свойств технологических смазок. Основные научно-технические разработки защищены авторскими свидетельствами СССР и патентами России и внедрены на металлургических и машиностроительных предприятиях страны.



САЛИХЯНОВ ДЕНИС РИНАТОВИЧ

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Обработка металлов давлением». Научная работа Д. Р. Салихянова связана с разработкой процессов изготовления слоистых композиционных труб, а также изучением механики схватывания разнородных металлов при их совместной деформации. Автор более 40 научно-технических публикаций.